



ITS

Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - RF141501

ANALISA PERSEBARAN RESERVOAR BATUPASIR LAPANGAN “DKA” CEKUNGAN BARITO DENGAN METODE *AMPLITUDE-VARIANCE-FREQUENCY* (AVF) ANALYSIS.

DIMAS KUSUMA ANDANU
NRP 3714100041

Dosen Pembimbing
Singgih Purwanto, S.Si., M.T.
NIP. 19800916 200912 1002

Dr. Ayi Syaeful Bahri, S.Si., M.T.
NIP. 1969 0906 1997 02 1001

DEPARTEMEN TEKNIK GEOFISIKA
Fakultas Teknik Sipil, Lingkungan, dan Kebumihan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2018



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - RF141501

**ANALISA PERSEBARAN RESERVOAR BATUPASIR
LAPANGAN “DKA” CEKUNGAN BARITO DENGAN
METODE *AMPLITUDE-VARIANCE-FREQUENCY*
(AVF) ANALYSIS.**

DIMAS KUSUMA ANDANU
NRP 3714100041

Dosen Pembimbing
Singgih Purwanto, S.Si., M.T.
NIP. 19800916 200912 1002

Dr. Ayi Syaeful Bahri, S.Si., M.T.
NIP. 19610906 199702 1001

DEPARTEMEN TEKNIK GEOFISIKA
Fakultas Teknik Sipil, Lingkungan, dan Kebumihan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2018

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN



FINAL PROJECT - RF141501

**SANDSTONES RESERVOIR DISTRIBUTION
ANALYSIS OF “DKA” FIELD BARITO BASIN WITH
AMPLITUDE-VARIANCE-FREQUENCY (AVF)
ANALYSIS.**

**DIMAS KUSUMA ANDANU
NRP 3714100041**

**Advisor :
Singgih Purwanto, S.Si., M.T.
NIP. 19800916 200912 1002**

**Dr. Ayi Syaeful Bahri, S.Si., M.T.
NIP. 19610906 199702 1001**

**GEOPHYSICAL ENGINEERING DEPARTMENT
Faculty Of Civil, Environtmental, And Geo Engineering
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2018**

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

**ANALISA PERSEBARAN RESERVOAR BATUPASIR LAPANGAN
"DKA" CEKUNGAN BARITO DENGAN METODE *AMPLITUDE-
VARIANCE-FREQUENCY (AVF) ANALYSIS***


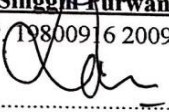
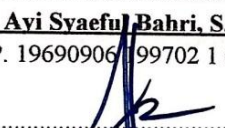

TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada

Departemen Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Sipil Lingkungan dan Kebumihan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya

Surabaya, 12 Juli 2018

Menyetujui,

1. 
.....
M. Singgih Purwanto, S. Si., M.T. (Pembimbing I)
NIP. 19800916 200912 1 002
2. 
.....
Dr. Avi Syaeful Bahri, S.Si., M.T. (Pembimbing II)
NIP. 19690906 199702 1 001
3. 
.....
Dr. Dwa Desa Warnana (Penguji I)
NIP. 19760123 200003 1 001
4. 
.....
Dr. Widya Utama, DEA (Penguji II)
NIP. 19611024 198803 1 001

Mengetahui,

Kepala Laboratorium Geofisika Eksplorasi
Departemen Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Sipil Lingkungan dan Kebumihan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya



Dr. Avi Syaeful Bahri, S.Si., M.T.
NIP. 19690906 199702 1 001

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul **“ANALISA PERSEBARAN RESERVOAR BATUPASIR LAPANGAN “DKA” CEKUNGAN BARITO DENGAN METODE *AMPLITUDE-VARIANCE-FREQUENCY (AVF) ANALYSIS.*”**

adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, 5 Juni 2018



Dimas Kusuma Andanu

NRP. 3714100041

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

ANALISA PERSEBARAN RESERVOAR BATUPASIR LAPANGAN “DKA” CEKUNGAN BARITO DENGAN METODE *AMPLITUDE- VARIANCE-FREQUENCY (AVF) ANALYSIS*.

Nama Mahasiswa : Dimas Kusuma Andanu
NRP : 3714100041
Departemen : Teknik Geofisika ITS
Dosen Pembimbing : Singgih Purwanto, S.Si., M.T
Dr. Ayi Syaeful Bachri, S.Si., MT.

ABSTRAK

Reservoir batupasir lapangan DKA sulit dianalisa melalui parameter impedansi akustik (AI) karena kurang sensitif saat digunakan sebagai acuan koefisien refleksi. Menurut Ren Haitao dkk (2009), spektrum frekuensi dapat digunakan sebagai pengganti amplitudo parameter AI, dan mampu mencitrakan reflektifitas berdasarkan fenomena atenuasi *overburden*. Metode AVF (*Amplitude Variance Frequency*) mampu memisahkan reservoir batupasir terhadap litologi batuan lain dan mengkategorikan fluida reservoir secara kualitatif. Dalam Tugas Akhir ini, spektrum frekuensi hasil ekstraksi dari metode *spectral decomposition* CWT (*Continous Wavelet Transform*) data seismik lapangan DKA dianalisa secara terintegrasi dengan AVF *Analysis*. Kemudian penampang atribut AVF diciptakan untuk memperoleh peta estimasi persebaran batupasir pada lapangan DKA, hasilnya berupa persebaran batupasir dan interpretasi *facies* pada zona E dengan lingkungan pengendapan *estuarine tidal dominated* dan zona C dengan lingkungan pengendapan *fluvial meandering*. Ditemukan zona E merupakan reservoir batupasir tersaturasi fluida hidrokarbon dan zona C merupakan reservoir air di sumur DKA-09 dengan nilai AVF intercept*gradient masing-masing berada pada rentang -2,39e+10 sampai -3e+11 di zona E, kemudian -6,809e+10 hingga -3e+11 di zona C.

Kata Kunci : *Impedansi Akustik, metode AVF, batupasir.*

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

SANDSTONES RESERVOIR DISTRIBUTION ANALYSIS OF “DKA” FIELD BARITO BASIN WITH AMPLITUDE-VARIANCE- FREQUENCY (AVF) ANALYSIS.

Name of Student : Dimas Kusuma Andanu
NRP : 3714100041
Departement : Teknik Geofisika ITS
Advisors : Singgih Purwanto, S.Si., M.T
Dr. Ayi Syaeful Bachri, S.Si., MT.

ABSTRACT

The fluid saturated sandstone reservoir is difficult to analyze through an acoustic impedance parameter (AI) because it is less sensitive when used as a reference reflection coefficient. According to Ren Haitao et al (2009), the frequency spectrum as a substitute for the amplitude of AI parameters, can be used to image reflectivity based on the phenomenon of overburden attenuation. The AVF method is capable of separating sandstone reservoirs against other rock lithologies and categorizing reservoir fluids. In this Final Project, the frequency spectrum of extraction using CWT spectral decomposition method from DKA field seismic data is analyzed in an integrated manner with AVF Analysis. Slicing attribute of AVF was then performed to obtain a map of sandstone dispersion estimation on the DKA field, the result of the dispersion of sandstone distribution on Zone E with *estuarine tidal dominated* and Zone C deposition environments with *fluvial meandering* precipitation environment. Found that zone E is reservoir sand saturated hydrocarbon fluid and zone C represents water reservoir at DKA-09 well, with AVF value of intercept*gradient each located in range $-2,39e + 10$ to $-3e + 11$ in zone E, then $-6,809e + 10$ to $-3e + 11$ in zone C.

Keywords : *Acoustic Impedance, AVF Analysis, sandstones*

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

KATA PENGANTAR

Puji syukur kepada Allah SWT karena atas rahmat-Nya laporan Tugas Akhir yang berjudul “ANALISA PERSEBARAN RESERVOAR BATUPASIR LAPANGAN “DKA” CEKUNGAN BARITO DENGAN METODE *AMPLITUDE-VARIANCE-FREQUENCY (AVF) ANALYSIS*.” ini dapat terselesaikan.

Pelaksanaan dan penyusunan Laporan Tugas Akhir ini dapat terlaksanakan dengan baik, tidak terlepas dari bimbingan, bantuan, dan dukungan berbagai pihak. Pada kesempatan ini, banyak mengucapkan terima kasih kepada:

1. Dr. Ayi Syaeful Bahri, S.Si, M.T, Singgih Purwanto S.Si, M.T selaku Dosen pembimbing kegiatan Tugas Akhir, Teknik Geofisika FTSLK Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
2. Bpk. Benny Nugroho Ardiansyah selaku Dosen pembimbing kegiatan Tugas Akhir, PT. Pertamina Asset 5, Balikpapan.
3. Dr. Widya Utama, DEA selaku Ketua Departemen Teknik Geofisika FTSLK Institut Teknologi Sepuluh Nopember atas bimbingan dan motivasi dalam pengerjaan proposal Tugas Akhir ini..
4. Pihak Perusahaan yang telah memberikan kesempatan Tugas Akhir kepada penulis
5. Orang tua, Tiara Noor Utami, Ahmad Syauqi, Putry Elizha, Yossi Ardianto atas doa, bimbingan, perhatian, kerja sama serta kasih sayang yang selalu tercurah selama ini.
6. Seluruh dosen dan staf Jurusan Teknik Geofisika ITS yang telah banyak memberikan ilmu dan membantu secara administrasi selama melakukan studi di Jurusan Teknik Geofisika ITS.
7. Seluruh teman-teman Teknik Geofisika ITS angkatan 2014 atas semangat dan dukungannya dan semua pihak yang telah membantu yang tidak dapat dituliskan satu per satu.

Dalam penelitian ini masih banyak kekurangan. Oleh karena itu, kritik dan saran yang membangun sangat diharapkan. Semoga tugas akhir ini membawa manfaat bagi pribadi dan pembaca.

Surabaya , 5 Juni 2018
Dimas Kusuma Andanu

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

DAFTAR ISI

PERNYATAAN KEASLIAN	Error! Bookmark not defined.
ABSTRAK	ix
DAFTAR ISI	xv
BAB I	1
PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Perumusan Masalah	1
1.3 Tujuan.....	1
1.4 Batasan Masalah	1
BAB II	3
TINJAUAN PUSTAKA	3
2.1 <i>Geologi</i> Regional Lapangan DKA.....	3
2.1.1 Kerangka Tektonik	4
2.1.2 Stratigrafi Regional.....	6
2.1.3 <i>Petroleum System</i>	10
2.2 Seismik Refleksi	12
2.3 Hukum Fisika Gelombang Seismik	13
2.3 <i>AMPLITUDE-VARIANCE-FREQUENCY (AVF) with Variation</i>	15
2.3.1 Atenuasi dan Dispersi Kecepatan Pada Lapisan Tipis Berpori	15
2.4 Continous Wavelet Transform	18
2.5 Data Log Sumur.....	19
2.5.1 Log Sonic	19
2.5.2 Log Gamma Ray	19
2.5.3 Log Resistivity	20
2.5.4 Log Neutron Porositas	20
2.5.5 Log Density.....	21
2.6 Fisika Batuan	21
2.6.1 Porositas	21
METODOLOGI PENELITIAN	23
3.1 Lokasi dan Waktu Penelitian	23
3.2 Diagram Alir Penelitian	23
3.3 Perangkat	24
3.4 Data Penelitian.....	24
3.4.1 Data Seismik 3D	24
3.4.2 Data Sumur	24
3.4.3 Base Map	25

3.5 Pengolahan Data.....	26
3.5.1 Korelasi Sumur.....	26
3.5.2 Well seismic tie	28
3.5.3 Picking Horizon.....	30
3.5.4 Fault Picking.....	34
3.5.5 Spectral Decomposition CWT.....	36
3.5.6 Gather CWT	38
3.5.7 AVF Gradient Analysis	40
3.5.8 AVF Atribut.....	42
HASIL DAN PEMBAHASAN	47
4.1 Hasil AVF Gradient Analysis.....	47
4.2 Hasil Analisa AVF atribut	50
BAB V.....	57
KESIMPULAN DAN SARAN	57
5.1 Kesimpulan	57
5.2 Saran	57
DAFTAR PUSTAKA	59

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Posisi Lapangan DKA pada Cekungan Barito	3
Gambar 2.2	geologi regional cekungan barito Kalimantan Selatan (Witts & Hall, 2012)	4
Gambar 2.3	Evolusi tektonik cekungan Barito, (Satyana & Silitonga, 1994).....	6
Gambar 2.4	Tektonostratigrafi regional cekungan Barito (Witts & Hall, 2012)	7
Gambar 2.5	kerangka sikuen statigrafi lapangan “DKA” (<i>Job-Pertamina</i> , 2000).....	8
Gambar 2.6	Migrasi dan mekanisme pemerangkapan hidrokarbon di cekungan Barito, (Rotinsulu, et al., 1993).....	12
Gambar 2.7	Penjalaran gelombang melalui batas dua medium yang memiliki kecepatan berbeda menurut hukum Snellius (Sukmono,1999).....	13
Gambar 2.8	Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium untuk gelombang P (modifikasi Bhatia dan Sigh, 1986).....	14
Gambar 2.9	Lapisan atenuatif pada brightspot <i>Reservoir</i> (a), komparasi atenuasi di kemenerusan yang sama (b). (Humpson Russell, 2012)	17
Gambar 2.10	CWT pada <i>trace</i> seismik sintetis (Castagna,2005).....	18
Gambar 2.11	Kurva Log Gamma Ray (Harsono, 1997)	20
Gambar 3.1	Diagram Alir Penelitian	23
Gambar 3.2	ketersediaan data log sumur DKA-14	25
Gambar 3.3	<i>base map</i> lapangan DKA.....	26
Gambar 3.4	Korelasi Antar Sumur.....	27
Gambar 3.5	spektrum aplitudo dari keseluruhan data seismik PSTM lapangan DKA (a), wavelet yang digunakan (b)	28
Gambar 3.6	hasil korelasi <i>well seismic tie</i> sumur k-009 bernilai 0,789 , dengan timeshift awal 77 ms.....	29
Gambar 3.7	Diagram Alir <i>Well seismic tie</i>	30
Gambar 3.8	Hasil Picking Horizon <i>arbitrary line</i>	31
Gambar 3.9	Hasil Picking Horizon pada Lapisan E	32
Gambar 3.10	Hasil Picking Horizon pada Lapisan C	33
Gambar 3.11	Interpretasi patahan pada arbitrary line	35
Gambar 3.12	Volume iso CWT <i>constant frquency amplitude</i> 5Hz	36
Gambar 3.13	Volume iso CWT <i>constant frquency amplitude</i> 55Hz dan 15Hz.....	37
Gambar 3.14	hasil Gather CWT dalam penampang	38

Gambar 3.15 seri frekuensi pada trace sesimik sumur DKA-09 dan DKA-13, (hijau lapisan M1A dan kuning lapisan batubara)	39
Gambar 3.16 tampilan 1 dimensi gather frekuensi pada sumur DKA-09.....	40
Gambar 3.17 AVF <i>gradient analysis</i>	41
Gambar 3.18 <i>body</i> batupasir TOP-M1A, E dan C.....	41
Gambar 3.19 volume atribut AVF.....	42
Gambar 3.20 slice AVF horizon E	44
Gambar 3.21 slice AVF horizon C	45
 Gambar 4.1 model peluruhan frekuensi (Haitao Ren dkk, 2009)	48
Gambar 4.2 AVF <i>gradient analysis</i> pada sumur DKA-09	48
Gambar 4.3 log Net Pay Sumur DKA-09.....	49
Gambar 4.4 volume atribut AVF.....	50
Gambar 4.5 letak horizon E dan C pada volume AVF	50
Gambar 4.6 persebaran batupasir zona E	51
Gambar 4.7 persebaran <i>estuarine bar</i> zona E.....	52
Gambar 4.8 persebaran batupasir zona C	53
Gambar 4.9 sungai barito masa kini	54
Gambar 4.10 persebaran <i>point bar</i> batupasir zona C	55

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Kelengkapan data log	25
Tabel 3.2 Posisi sumur pada seismik	26
Tabel 3.3 Nilai korelasi <i>well seismic tie</i> Wavelet yang digunakan (merah), Time shift (biru).....	30
Tabel 3.4 hasil AVF <i>gradient analysis</i> dan hubunganya dengan data log	42
Tabel 4.1 hasil AVF <i>gradient analysis</i> TOP E dan C, serta hubunganya dengan data log	47

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Gelombang seismik memiliki tiga komponen yang dalam proses perambatannya yaitu amplitudo, *phase*, dan frekuensi. Ketiga komponen tersebut umumnya dianalisa lebih lanjut sebagai sarana interpretasi struktur geologi bawah permukaan. Amplitudo sebagai komponen yang paling sering digunakan dalam proses pembuatan *seismic trace* adalah komponen yang bergantung pada properti gelombang P (kompresional), dan perubahannya menggambarkan properti impedansi akustik bawah tanah yang dilalui. Gelombang kompresional yang merambat terdispersi dan kehilangan energi sehingga tidak mampu mencitrakan *reservoir* batupasir tipis tersaturasi fluida seperti pada lapangan DKA, cekungan Barito, Kalimantan Selatan.

Metode *Amplitudo Variance Frequency with Variation* (AVF), merupakan pendekatan analisa interpretasi struktur geologi dengan memanfaatkan perubahan atenuasi komponen frekuensi terhadap lapisan. Menurut Ren Haitao (2009), domain frekuensi dalam metode seismik mampu mendeteksi medium batuan yang atenuatif dan tipis yang tidak mampu didapat dari penggunaan *refelction coeficient* dari properti Impedansi Akustik (AI). Metode ini akan diterapkan pada lapangan DKA di Cekungan Barito, Kalimantan Selatan. Dengan *Reservoir* berupa Batupasir tipis tersaturasi, metode AVF mampu menunjukkan separasi litologi-fluida yang akurat dan memetakannya, serta menunjukkan lapisan berpori tersaturasi fluida yang menjadi *Reservoir* utama lapangan DKA.

1.2 Perumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang yang telah diuraikan, terdapat beberapa rumusan masalah yang mendasari penelitian ini, yaitu :

1. Bagaimana penerapan metode *amplitude-variance-frequency* pada daerah penelitian?
2. Bagaimana persebaran *Reservoir* pada daerah penelitian?
3. Bagaimana analisa *facies* batupasir pada daerah penelitian?

1.3 Tujuan

Adapun tujuan penelitian ini adalah memetakan persebaran reservoir batupasir pada daerah penelitian berdasarkan hasil metode AVF.

1.4 Batasan Masalah

Pengolahan data pada penelitian ini dibatasi pada Data Seismik 3D PSTM lapangan DKA, Data sumur DKA-09, DKA-13 dan DKA-14 meliputi log GR,

RHOB, DT, Calliper, NET Pay dan Checkshot. Lalu Top formasi E, dan C, serta Penggunaan metode AVF.

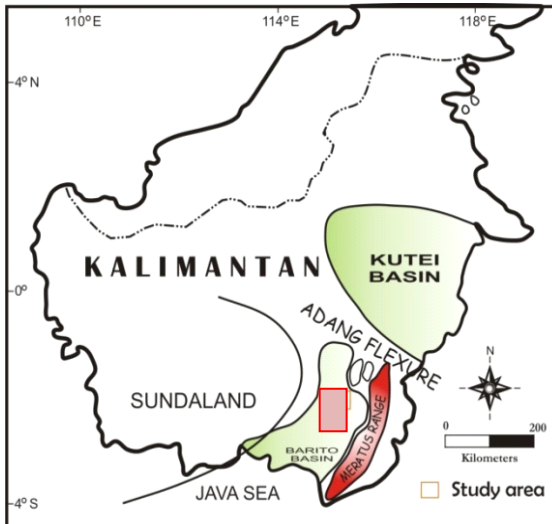
BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Geologi Regional Lapangan DKA

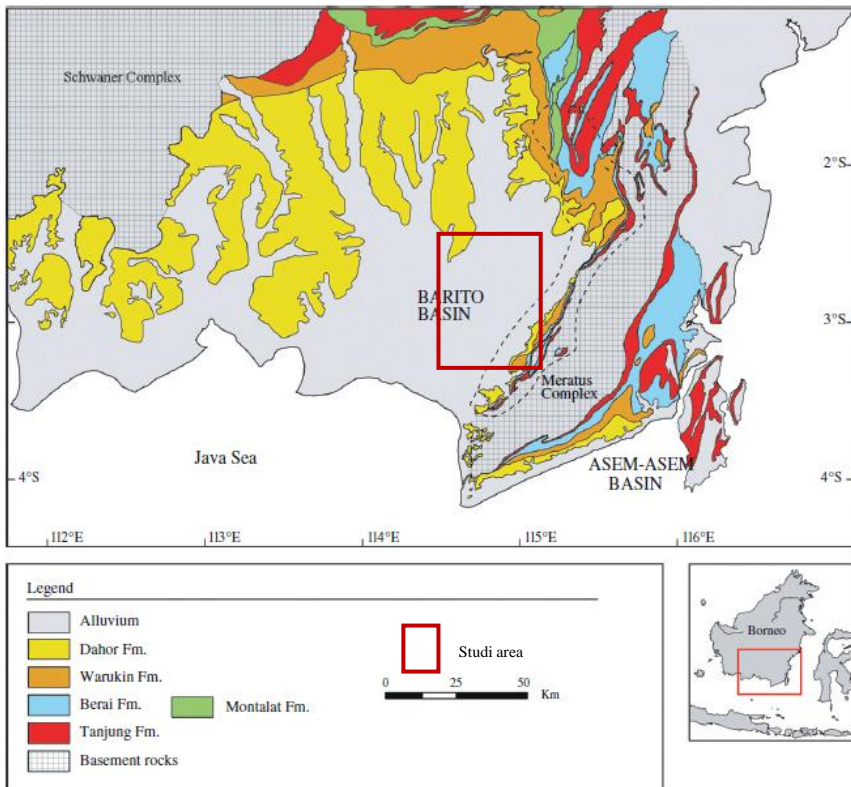
Secara Lapangan “DKA” terletak di Cekungan Barito Kalimantan Selatan (**Gambar 2.1**) yang dikenal sebagai cekungan terbesar di Selatan Kalimantan Timur. Wilayah cekungan ini memiliki luas 40.660 km² yang mencakup daratan seluas 35.728 km² dan lautan seluas 4.932 km², Penyebarannya memanjang dari Kalimantan Timur hingga ke Kalimantan Selatan di sekitar wilayah Sungai Barito.

Pengambilan batas cekungan berdasarkan singkapan batuan di sebelah Timur yaitu berupa tinggian Meratus. Cekungan Barito berada diantara Paparan Sunda dan Pegunungan Meratus di bagian Barat serta sabuk *melange* dan ofiolit pada bagian Timur. Sedimentasi cekungan berlangsung seiring terjadinya siklus transgresi-regresi dan peristiwa geologi lainnya yang bersifat lokal. (Satyana & Silitonga, 1994)

Reservoir utama di Lapangan DKA adalah Formasi Tanjung yang berumur Eosen yang diendapkan pada tahap rifting cekungan yang membentuk struktur horst graben berarah SE-NW, sebagai susunan transgresif dari endapan aluvial di bagian bawah menuju endapan laut dangkal di bagian atas.



Gambar 2.1 Posisi Lapangan “DKA” pada Cekungan Barito (Satyana & Silitonga, 1994)



Gambar 2.2 geologi regional cekungan barito Kalimantan Selatan (Witts & Hall, 2012)

2.1.1 Kerangka Tektonik

Konfigurasi cekungan yang terbentuk sekarang ini merupakan cekungan asimetris, batuan dasar semakin dalam dari Barat ke Timur, semakin curam mendekati Pegunungan Meratus, terpisah dengan sesar anjak utama, memperlihatkan ciri-ciri sebagai *inland basin*, dengan bagian Barat yang lebih besar dinamakan Paparan Barito, dan bagian yang lebih dalam di sebelah Timur dinamakan Barito *Deep*, juga dikenal sebagai Barito *Foredeep* (Satyana dan Silitonga, 1994). Dari Selatan ke Utara Barito *Deep* terdapat bagian yang semakin mendalam yang dinamakan Tanjung *Line* terdiri dari lapisan batuan Tersier yang terlipat dan tersesarkan berarah Barat - Timur, dengan batuan dasar Pra-Tersier muncul di bagian Utara sebagai punggungan yang memisahkan Cekungan Barito dari Cekungan Kutai. Nama - nama punggungan

ini dari Timur ke Barat antara lain Punggungan Halat, Misi, Kanaan, dan Kasale, cenderung berarah NNE - SSW, dan Punggungan Ayuh yang cenderung berarah N - S. Cekungan Barito bukan merupakan cekungan yang sederhana menurut kejadian tektoniknya, tetapi dapat diklasifikasikan sebagai *poli-basin*, yaitu berbagai tipe cekungan yang saling bertumpangtindih (Satyana & Silitonga, 1994).

1. Pra-Tersier

Banyak peneliti memasukkan Zona Meratus sebagai sutura hasil tumbukan antara mikro-kontinen Paternoster di bagian Timur, dan sub-kontinen Sunda di bagian Barat (Gambar 2.4). Kehadiran ofiolit yang berumur Jura dan intrusi gabro pada Rangkaian Meratus, mengindikasikan bahwa bagian Timur sub-kontinen Sunda mengalami *rifting* dan membuka ke Utara.

2. Cekungan Lembah Patahan

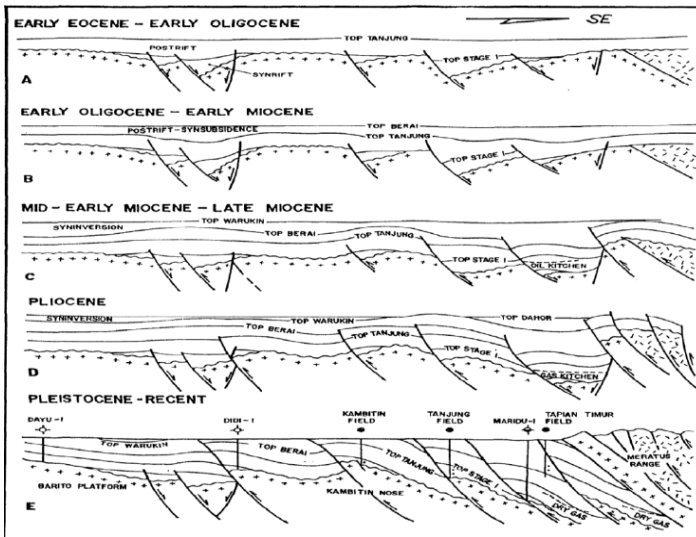
Cekungan lembah patahan ditunjukkan dengan kehadiran struktur *graben* berarah WNW -ESE pada Tersier (Kusuma dan Darin, 1989) dari data foto geologi, gambaran radar, data lapangan, data sumur, *gravity*, dan seismik. Data pemetaan lapangan detail menunjukkan ketebalan dan *facies* yang hampir sama dengan korelasi data sumur. Data seismik juga menunjukkan blok sesar pada batuan dasar. Pengendapan *syn-rift* terjadi pada saat Eosen Tengah - Eosen Awal (Satyana & Silitonga, 1993).

3. *Post-Rift Shelf*

Dicirikan dengan endapan *post-rift* akibat transgresi muka air laut pada Formasi Tanjung Atas yang berasosiasi dengan *graben*. Diikuti dengan tingkat sedimentasi yang semakin rendah di *graben* pada Eosen Akhir Miosen Tengah, tetapi meningkat secara signifikan pada Miosen Tengah Miosen Akhir, yang dicirikan dengan pembentukan Delta Warukin.

4. Cekungan Muka Daratan / *Syn-orogenic*

Dimulai pada Miosen Tengah - Miosen Akhir, meluas sampai sekarang dan mempengaruhi Kalimantan bagian Selatan - Timur. Skala regional pergerakan ini dapat dijelaskan secara umum berarah Utara - Selatan dari konvergen lateral mengiri Zona Sutura Meratus.



Gambar 2.3 Evolusi tektonik cekungan Barito, (Satyana & Silitonga, 1994).

2.1.2 Stratigrafi Regional

Suksesi stratigrafi regional Cekungan Barito berdasarkan kerangka tektoniknya dapat dibedakan menjadi 4 (empat) megasikuen, yaitu sikuen *pre-rift*, *syn-rift*, *post-rift*, dan *syn-inversion*. Penjelasan masing-masing sikuen dan hubungannya dengan evolusi cekungan Barito diuarikan di bawah ini dan ditunjukkan pada **Gambar 2.4** dan **Gambar 2.5**.

1. Sikuen *Pre-rift*

Sikuen *pre-rift* di bagian Timur Cekungan Barito ditunjukkan dengan keberadaan kompleks batuan dasar yang mengalasi cekungan sedimen. Posisi cekungan yang terletak pada tepi kontinen *Sundaland*, mengindikasikan komposisi batuan dasar tersusun oleh tipe batuan dasar kontinen (*acidiccrystalline*) dan zona akresi Mesozoik di bagian Barat dan batuan Paleogen Awal di bagian Timur (Satyana & Silitonga, 1994).

2. Sikuen *Syn-rift*

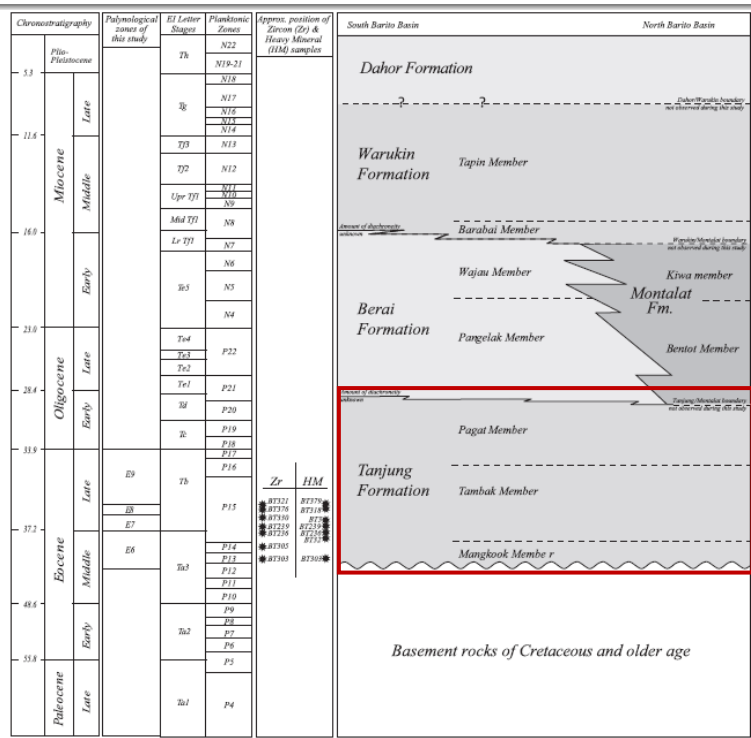
Aktivitas tumbukan antara kontinen India, tepi Eurasia dengan bagian Barat Samudera Pasifik pada awal Eosen Tengah (50 Jtl) menghasilkan pembentukan Cekungan Barito sebagai cekungan regangan berupa *convergent wrenching* atau *back-arc extension*. Sikuen *syn-rift* tersusun oleh pengendapan sedimen Formasi Lower Tanjung berumur Paleosen – Eosen Tengah dengan litologi penyusun berupa batupasir, batulanau, serpih, konglomerat, dan lapisan

tipis batubara. Penyebaran *facies syn-rift* terbatas mengisi paleo-terban (Gambar 2.3).

3. Sikuen *Post-rift*

Penurunan dasar cekungan yang berlangsung dari Eosen Tengah – pertengahan Miosen Awal menghasilkan pengendapan sedimen bagian atas Formasi Lower Tanjung dan Formasi Berai. Suksesi stratigrafi sikuen *post-rift* diawali oleh pengendapan sedimen Formasi Lower Tanjung (bagian atas) berumur Eosen Tengah – Oligosen Awal, dengan litologi penyusun batupasir deltaik, batulanau, batubara, dan serpih neritik (Satyana & Silitonga, 1994).

Bagian atas sikuen *post-rift* tersusun oleh sedimen kalkareous Formasi Berai berumur Oligosen Awal – pertengahan Miosen Awal. Pengendapan Formasi Berai diawali dengan perselingan tipis serpih dan napal (*facies* paralik - neritik tepi) yang ke atas berkembang menjadi batugamping masif Oligosen Akhir, dan diakhiri dengan pengendapan sedimen Miosen Awal serpih, napal, dan lapisan tipis batugamping.

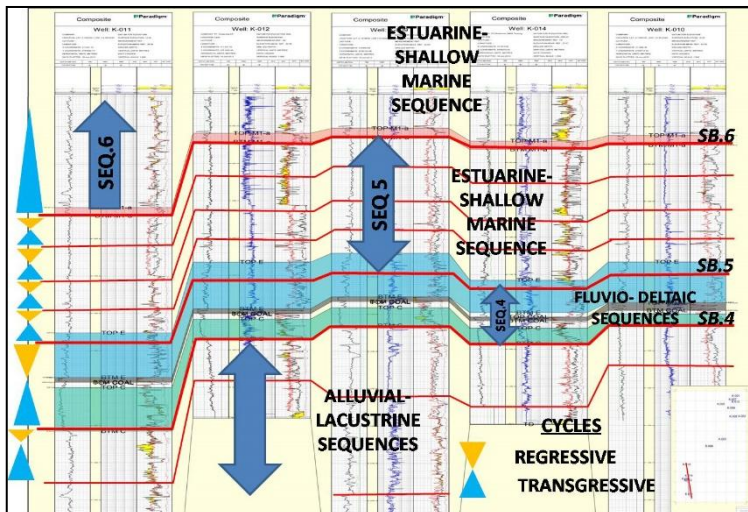


Gambar 2.4 Tekonostratigrafi regional cekungan Barito (Witts & Hall, 2012).

4. Sikuen Syn-inversion

Kala Miosen Tengah, terjadi 2 (dua) aktivitas tumbukan tektonik, yaitu tumbukan fragmen kontinen Laut Cina Selatan dengan bagian Utara Kalimantan yang menghasilkan pengangkatan Tinggian Kuching, dan tumbukan ke arah Timur Sulawesi yang menyebabkan berhentinya pemekaran Selat Makassar dan pengangkatan proto-Meratus. Aktivitas tektonik tumbukan pada Miosen Tengah tersebut, menghasilkan pembalikan struktur di Cekungan Barito. Sikuen *syn-inversion* di Cekungan Barito tersusun oleh pengendapan Formasi Warukin dan Formasi Dahor. Pengendapan sedimen Formasi Warukin mempunyai ketebalan mencapai ribuan meter pada bagian tengah cekungan, sebagai konsekuensi dari pengangkatan kontinen di bagian Barat dan pengangkatan proto-Meratus di sebelah Timur. Suksesi stratigrafi Formasi Warukin tersusun oleh *facies shallow & marginal marine* berupa batupasir, serpih, batulanau, dan batubara.

Reaktivasi pengangkatan Meratus Range pada Plio-Pleistosen menghasilkan peningkatan suplai sedimen klastik yang menyusun Formasi Dahor dan “tectonic molasse” ke arah Barat menuju pusat cekungan (Satyana & Silitonga, 1994).



Gambar 2.5 Kerangka Sikuenstratigrafi di Lapangan “DKA” (Job-Pertamina, 2000)

Berdasarkan pembagian secara sikuenstratigrafi oleh job pertamina dapat diketahui ada 3 sikuen pengendapan utama didalam sikuen orde 3 pada sub Formasi Tanjung di Lapangan “DKA”. Secara berurutan masing-masing adalah Sikuen 4, Sikuen 5, dan sikuen 6 (Gambar 2.4). Dalam sikuen 5 terbagi lagi menjadi 4 sikuen pengendapan orde 4. Berikut ini adalah penjelasan singkat dari tiap unit sikuen, secara urut mulai dari bawah ke atas.

1. Sikuen 4

Sikuen 4 merupakan sikuen pengendapan paling bawah pada interval Formasi Tanjung. Sikuen ini dibatasi pada bagian bawah dan atasnya oleh bidang-bidang ketidakselarasan. Batas bawah Sikuen 4 ini berhubungan dengan bidang ketidakselarasan yang merupakan batas sikuen regional yaitu Batas Sikuen/SB 4. Endapan sedimen penyusun sikuen ini merupakan endapan lingkungan darat hingga transisi pada sistem fluvial hingga deltaik (*mouth bar sand*) yang terutama terdiri dari batupasir kuarsaan dengan sisipan serpih dan batubara. Ke arah atas Sikuen 4 dipisahkan dari Sikuen 5 di atasnya dengan bidang ketidakselarasan atau SB5. Ke lima sikuen tersebut dalam hal ini hanya akan dibahas secara terbatas oleh karena kurang mengandung lapisan batupasir yang dapat bertindak sebagai batuan reservoir. Lapisan batupasir pada sikuen-sikuen di atas Sikuen 1 yang dapat dianggap berpotensi hanya dijumpai masing-masing pada Sikuen 4 dan Sikuen 6.

2. Sikuen 5

Sikuen 5 merupakan sikuen pengendapan orde 3 yang tersusun oleh 3 hingga 4 sikuen pengendapan yang lebih kecil atau orde 4. Sikuen-sikuen ini umumnya di susun oleh serpih tebal dengan sisipan batupasir yang merupakan endapan di lingkungan transisi hingga lingkungan laut dangkal pada sistem pengendapan *estuarine* hingga *shelfal*. Lapisan batupasir yang masih dianggap dapat dikembangkan terdapat pada bagian tengah dari Sikuen 5 yang merupakan endapan *estuarine*.

3. Sikuen 6

Sikuen 6 merupakan sikuen pengendapan paling atas atau paling akhir pada interval Formasi Tanjung di Lapangan Tanjung. Seperti halnya Sikuen 5, pada Sikuen 6 ini lapisan batupasir yang tebal kurang berkembang karena unit sikuen ini lebih didominasi oleh interval serpih. Lapisan batupasir yang masih dianggap dapat dikembangkan terdapat pada bagian awal siklus di atas bidang ketidakselarasan. Lapisan batupasir ini merupakan endapan lingkungan transisi pada sistem *estuarine*. Bidang ketidakselarasan yang menjadi batas bawah dari sikuen ini berhubungan dengan ketidakselarasan regional yaitu SB 6 (Job-Pertamina, 2000)

2.1.3 Petroleum System

Suksesi stratigrafi Formasi Tanjung yang mengisi Cekungan Barito telah terbukti menghasilkan akumulasi hidrokarbon. Sistem hidrokarbon di Cekungan Barito terbentuk oleh integrasi elemen – elemen pendukungnya, seperti kematangan batuan induk, kualitas batuan reservoir, keefektifan batuan penudung, mekanisme pemerangkapan, dan migrasi. Penelitian elemen – elemen sistem hidrokarbon di Cekungan Barito telah dipublikasikan oleh Kusuma & Darin, 1989; Rotinsulu, et al., 1993; Satyana & Silitonga, 1994; dan Satyana, 1995.

1. Batuan Induk (*Source Rock*)

Batuan induk Formasi Tanjung dihasilkan dari pengendapan batuan serpih kaya organik, batulempung, dan batubara pada kondisi lingkungan shallow *lacustrine*. Publikasi Rotinsulu, et al., 1993, mengindikasikan kandungan TOC (Total Organic Carbon) 0.6 – 5.4 wt% (weight persen), dengan *pyrolysis* (penguraian termokimia dengan suhu tinggi tanpa adanya oksigen) (S1+S2) 0.4 – 24.0 mg HC/g batuan pada tipe litologi serpih kaya organik dan batulempung, serta nilai TOC 43.6 – 65.9 wt% dan *pyrolysis* 68.5 – 192.35 mg HC/g batuan pada litologi batubara. Tipe kerogen (bahan-bahan organik) batuan induk Formasi Tanjung didominasi oleh *vitrinite* (tipe III, 40 – 60%), *amorphinite* dan *exinite* (tipe I dan II, 10 – 30%), dan *inertinite* (tipe IV, 10 – 30%). Sedangkan, *Hidrogen Index* (HI) umumnya bervariasi dari 40 – 130 mg/g TOC, meskipun beberapa perconton mencapai 306 mg/g TOC. Berdasarkan data – data tersebut, batuan induk Formasi Tanjung berpotensi menghasilkan tipe hidrokarbon minyak dan gas. Tingkat kematangan batuan induk Formasi Tanjung berdasarkan data *vitrinite reflectance* (Ro), *Thermal Alteration Index* (TAI), *maximum temperature* (Tmax), *Time Temperature Index* (TTI) menunjukkan bahwa Formasi Upper Tanjung ke arah Utara-Baratlaut mencapai tingkat matang awal (*early mature*) dengan Ro 0.45 – 0.6%, ke arah Selatan batuan induk telah matang (*mature*), sedangkan pada bagian tengah cekungan bagian atas Formasi *Lower* Tanjung diinterpretasikan telah mencapai tingkat lewat matang (*over mature*).

2. Reservoir

Suksesi pengisian sedimen pada Cekungan Barito menghasilkan pengendapan batupasir Formasi Tanjung yang berpotensi sebagai batuan reservoir. Pengendapan *facies* batupasir pada fase *syn-rift* umumnya terbatas mengisi terban dan dikenal dengan tahap pengendapan 1, sedangkan tahap pengendapan 2 – 4 berlangsung selama fase *post-rift* dengan penyebaran relatif melampar luas pada batupasir *bar-oriented*.

3. Batuan Penutup (*Seal Rock*)

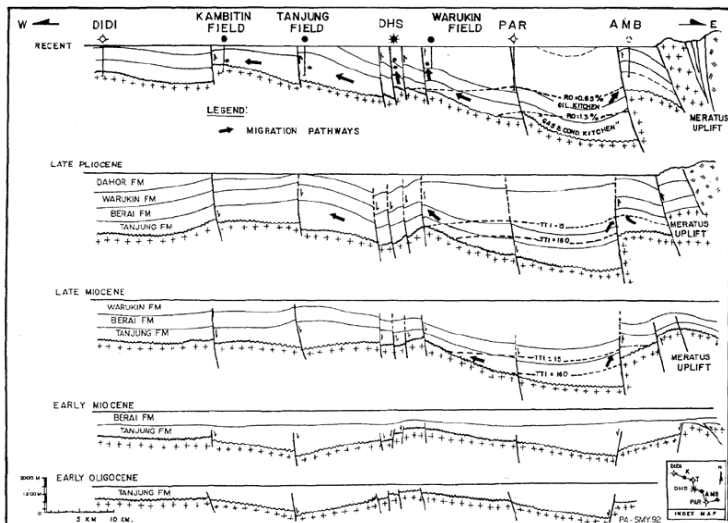
Fase *post-rift* selama transgresi regional / penurunan cekungan setelah pengendapan sedimen *sag-fill* menghasilkan pengendapan sedimen *shallow marine mudstone* di Cekungan Barito. Pelamparan litologi *shallow marine mudstone* yang sangat luas dengan ketebalan mencapai 800 m dan permeabilitas yang sangat ketat akan membentuk tipe batuan penutup yang efektif menutupi reservoir – reservoir dibawahnya.

4. Migrasi dan Mekanisme Pemerangkapan (*Trap*)

Pembalikan struktur menghasilkan bentuk asimetris pada Cekungan Barito. Kemiringan cekungan relatif landai ke arah Baratlaut menuju Paparan Barito dan mempunyai kemiringan curam ke arah tenggara menuju pengangkatan Meratus (**Gambar 2.3**). Oleh karena itu, bagian tengah cekungan mengalami penurunan lebih cepat. Kondisi ini menyebabkan batuan induk *Lower Tanjung* yang terendapkan di bagian tengah mencapai kedalaman ideal untuk menggenerasi hidrokarbon.

Pengangkatan Meratus berlangsung menerus dari Miosen Akhir hingga Pliosen dan mencapai puncaknya pada Plio-Plistosen. Perangkap struktur yang telah terbentuk pada Miosen Awal kemudian mengalami *inversi* kembali yang menghasilkan zona tinggian. Pengisian hidrokarbon pada suatu perangkap berlangsung melalui patahan dan sepanjang batupasir *permeable* (**Gambar 2.6**).

Tektonik Plio-Plistosen menyebabkan seluruh Cekungan Barito mengalami pembalikan struktur yang kuat. Aktivitas tektonik tersebut dapat menghasilkan perangkap *inversi* yang baru, akan tetapi juga dapat merusak perangkap yang terbentuk sebelumnya. Hidrokarbon yang telah terjebak mungkin termigrasi ulang menuju perangkap struktur baru melalui kemiringan perangkap tua atau rusak akibat *inversi* Plio-Plistosen.



Gambar 2.6 Migrasi dan mekanisme pemerangkapan hidrokarbon di cekungan Barito, (Satyana & Silitonga., 1994).

5. Migrasi

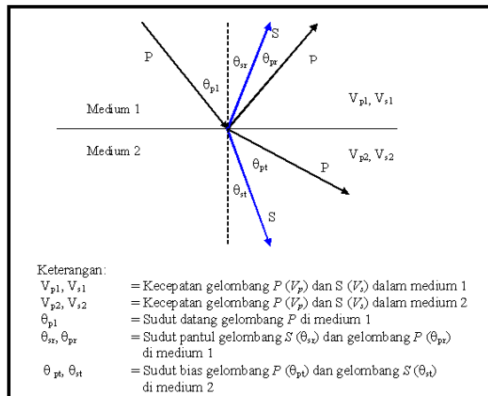
Migrasi hidrokarbon ini terjadi secara horisontal dan vertikal dari *source rock* serpih dan batubara pada formasi Lahat dan Talangakar. Migrasi horizontal terjadi di sepanjang kemiringan *slope*, yang membawa hidrokarbon dari *source rock* dalam kepada batuan reservoir dari Formasi Lahat dan Talangakar sendiri. Migrasi vertikal dapat terjadi melalui rekahan-rekahan dan daerah sesar turun mayor. Terdapatnya resapan hidrokarbon di dalam Formasi Muara Enim dan Formasi Air Benakat adalah sebagai bukti yang mengindikasikan adanya migrasi vertikal melalui daerah sesar kala Pliosen sampai Pliostosen.

2.2 Seismik Refleksi

Metode seismik refleksi merupakan salah satu metode geofisika yang menggunakan perambatan gelombang elastik yang dihasilkan oleh suatu sumber pada permukaan kemudian berpropagasi ke bawah permukaan dan sebagian energinya direfleksikan dan direkam oleh penerima di permukaan. Gelombang elastik terdiri dari dua macam gelombang, yaitu gelombang body yang terdiri dari gelombang P dan gelombang S, dan gelombang permukaan, yaitu gelombang Love dan gelombang Rayleigh. Pada metode seismik refleksi, jenis gelombang yang digunakan yaitu gelombang body terutama pada gelombang P atau gelombang kompresi. Gelombang kompresi ini atau disebut

dengan gelombang suara, yaitu gelombang yang arah gerak partikelnya searah dengan arah rambatnya dan kecepatannya lebih besar dari gelombang S yang arah gerak partikelnya tegak lurus dengan arah rambatnya.

Seismik refleksi adalah metode eksplorasi yang memanfaatkan pantulan dari gelombang yang telah dijarkan terhadap perlapisan batuan yang dilaluinya. Gelombang tersebut mengenai perlapisan batuan dan mengalami penyerapan, pembiasan dan pemantulan. Adapun respon dari batuan yang dikenai gelombang bergantung pada properti fisis batuan itu sendiri seperti densitas, porositas, elastisitas, dan kedalaman.



Gambar 2.7 Penjalaran gelombang melalui batas dua medium yang memiliki kecepatan berbeda menurut hukum Snellius (Sukmono,1999)

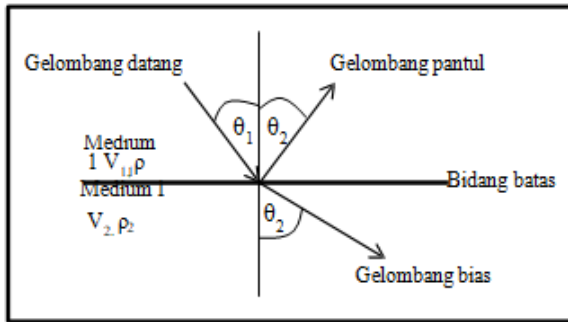
Akuisisi seismik refleksi dapat dilakukan baik didarat maupun laut, perbedaanya adalah model akuisisi, peralatan dan pengambilan data. Umumnya akuisisi seismik laut merupakan yang paling rumit karena banyak koreksi yang perlu dilakukan dalam *processing* data hasil akuisisi.

2.3 Hukum Fisika Gelombang Seismik

• Hukum Snellius

Perambatan gelombang seismik dari satu medium ke medium lain yang mempunyai sifat fisik yang berbeda seperti kecepatan dan densitas akan mengalami perubahan arah ketika melewati bidang batas antar medium. Suatu gelombang yang datang pada bidang batas dua media yang sifat fisiknya berbeda akan dibiaskan jika sudut datang lebih kecil atau sama dengan sudut kritisnya dan akan dipantulkan jika sudut datang lebih besar dari sudut kritis. Sudut kritis adalah sudut datang yang menyebabkan gelombang dibiaskan 90°. Jika suatu berkas gelombang P yang datang mengenai permukaan bidang batas antara dua medium yang berbeda, maka sebagian energi gelombang tersebut

akan dipantulkan sebagai gelombang P dan gelombang S, dan sebagian lagi akan dibiaskan sebagai gelombang P dan gelombang S, seperti yang diilustrasikan pada gambar dibawah ini.



Gambar 2.8 Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium untuk gelombang P (modifikasi Bhatia dan Singh, 1986)

Lintasan gelombang tersebut mengikuti hukum *Snellius*, yaitu:

$$\frac{\sin \theta_1}{V_{p1}} = \frac{\sin \theta_1'}{V_{p1}} = \frac{\sin \theta_2}{V_{p2}} = \frac{\sin \phi_1}{V_{s1}} = \frac{\sin \phi_1}{V_{s2}} = p \quad (2.1)$$

dimana, θ_1 merupakan sudut datang gelombang P, lalu θ_1' adalah sudut pantul gelombang P, kemudian ϕ_1 adalah sudut pantul gelombang S, θ_2 adalah sudut bias gelombang P dan θ_2' adalah sudut bias gelombang S. Selanjutnya VP merupakan kecepatan gelombang P pada medium dan VS adalah kecepatan gelombang S dan yang terakhir, P adalah parameter gelombang, dan $\theta_1 = \theta_1'$.

- **Prinsip Huygens**

Huygens mengatakan bahwa gelombang menyebar dari sebuah titik sumber gelombang ke segala arah dengan bentuk bola. Prinsip *Huygens* mengatakan bahwa setiap titik-titik pengganggu yang berada didepan muka gelombang utama akan menjadi sumber bagi terbentuknya gelombang baru. Jumlah energi total dari gelombang baru tersebut sama dengan energi utama. Pada eksplorasi seismik titik-titik di atas dapat berupa patahan, rekahan, pembajian, antiklin, dll. Sedangkan gelombang baru tersebut disebut sebagai gelombang difraksi.

- **Prinsip Fermat**

Prinsip Fermat menyatakan bahwa gelombang yang menjalar dari satu titik ke titik yang lain akan memilih lintasan dengan waktu tempuh tercepat. Prinsip

Fermat dapat diaplikasikan untuk menentukan lintasan sinar dari satu titik ke titik yang lainnya yaitu lintasan yang waktu tempuhnya bernilai minimum. Dengan diketahuinya lintasan dengan waktu tempuh minimum maka dapat dilakukan penelusuran jejak sinar yang telah merambat di dalam medium. Penelusuran jejak sinar seismik ini akan sangat membantu dalam menentukan posisi *reflektor* di bawah permukaan. Jejak sinar seismik yang tercepat ini tidaklah selalu berbentuk garis lurus.

2.3 AMPLITUDE-VARIANCE-FREQUENCY (AVF) with Variation

Atenuasi dan dispersi kecepatan sangat berpengaruh pada data seismic dengan zona *Reservoir* saturasi (*gas/oil*). AVF merupakan metode untuk mengkarakterisasi *magnitude* dari sudut fasa dari sebuah koefisien refleksi *normal-incident* (NI) dengan komponen frekuensi. Metode ini diterapkan pada perlapisan medium *nondispersive* dan *dispersive* (lapisan tipis poroelastic tersaturasi). (Rutherford and Williams, 1989), Respon AVF sendiri terbagi menjadi tiga kelas :

1. *Low-frequency dim-out Reservoir*
2. *Small amplitude Reservoirs that possibly can exhibit phase shifts*
3. *Low-frequency bright-spot Reservoirs*

2.3.1 Atenuasi dan Dispersi Kecepatan Pada Lapisan Tipis Berpori

Gelombang P merambat melalui medium berpori, saat itu sebagian dari batuan berpori tersebut terkompresi dan sebagian terdilatasi. Apabila pori dalam batuan berisikan fluida, maka tekanan pori pada bagian yang terkompresi tersebut akan lebih besar dari saat bagian itu terelaksasi. Apabila pori batuan saling terhubung seperti pada *Reservoir* Batupasir pada lapangan DKA, fluida akan mengalir ke pada bagian lain yang memiliki tekanan lebih rendah saat terkena kompresi. Karena fluida yang mengalir didalam medium, akibatnya adalah hilangnya energi gelombang yang merambat. Digunakan Teorema model Biot's untuk memprediksi atenuasi dan dispersi pada medium poroelastic. (Biot, 1956b; Stern et al., 1985; Schmidt, 2004)

Parameter utama dalam analisa medium berdasarkan frekuensi adalah berdasarkan *Phase velocity* V_p dan quality factor Q (Ren Haitao dkk, 2009), yang dijelaskan dengan persamaan dibawah.

$$V_p = \left[Re \left(\frac{1}{v} \right) \right]^{-1} \quad (2.2)$$

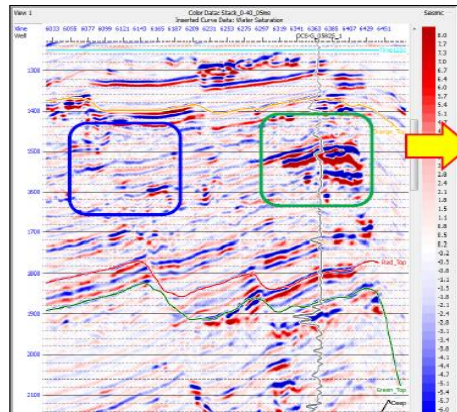
$$Q = \frac{Re(v^2)}{Im(v^2)} \quad (2.3)$$

Dimana $\text{Re}(V)$ dan $\text{Im}(V)$ merepresentasikan kecepatan kompleks dari data *real* dan *imaginary*, V diatas didapat dari kalkulasi persamaan berikut.

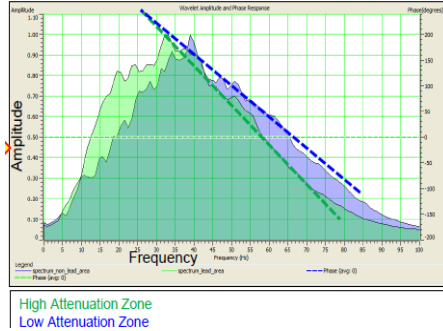
$$V = \sqrt{\frac{E}{P_1\rho_{b1} + P_1\rho_{b2}}} \quad (2.4)$$

Dimana p_{b1} dan p_{b2} adalah *bulk density* dari media 1 dan 2. Persamaan diatas digunakan untuk menghitung Phase velocities dan quality factor dari media berpori yang menjadi *Reservoir*, di lapangan DKA. (Dutta, N. C, 1979)

Dalam data seismik, resolusi tidak selalu dipengaruhi oleh proses akuisisi yang buruk maupun metode yang digunakan. Contohnya pada Gambar 2.5 (a) gambaran dari penampang seismik memperlihatkan keadaan struktur yang cukup baik dan jelas di sebagian besar tempat, namun terdapat satu kepenerusan polaritas yang seharusnya tebal dan *continue* pada brightspot yang dilingkari. Perbandingan polaritas tebal dan tipis pada kepenerusan yang sama dapat disebabkan oleh keberadaan fluida pada salah satu zona (lingkaran hijau), dapat dilihat pada Gambar 2.5 (b) terlihat adanya komparasi atenuasi yang berbeda.



(a)



(b)

Gambar 2.9 Lapisan atenuatif pada brightspot *Reservoir* (a), komparasi atenuasi di kemenerusan yang sama (b). (Humpson Russell, 2012)

Polaritas tebal disebabkan oleh ketidakmampuan parameter acoustic impedance mencitrakan perlapisan tipis berpori, sehingga koefisien refleksi mengambil dari nilai rata-rata nilai AI yang terbaca disepanjang waktu tempuh tertentu tempat sekumpulan perlapisan tipis berada, hasilnya adalah polaritas yang homogen dan tebal.

Karena dispersi dan atenuasi kecepatan, refleksi amplitudo antara overburden nondispersif dan batuan reservoir dispersif ditentukan oleh fungsi dari frekuensi sudut. Selain itu, karena diasumsikan bahwa media overburden adalah nondispersive, Atenuasi media overburden diabaikan dan kecepatannya terlepas dari faktor frekuensi. Besarnya koefisien refleksi kejadian normal (NI) dan sudut fasa (ψ) diungkapkan oleh persamaan dibawah. (Carcione,2001)

$$NI(\omega) = \sqrt{\frac{\omega^2(V_{P2}\rho_2 - V_{P1}\rho_1)^2 + V_{P1}^2 V_{P2}^2 (\rho_1 \alpha_2)^2}{\omega^2(V_{P2}\rho_2 - V_{P1}\rho_1)^2 + V_{P1}^2 V_{P2}^2 (\rho_1 \alpha_2)^2}} \quad (2.5)$$

$$\psi(\omega) = \tan^{-1} \frac{2\rho_2 V_{P1} \rho_1 \omega \alpha_2 V_{P2}^2}{V_{P2}^2 \rho_2^2 \omega^2 - V_{P1}^2 \rho_1^2 (V_{P2}^2 \alpha_2^2 + \omega^2)} \quad (2.6)$$

dimana VP dan merupakan kecepatan dan densitas gelombang-P fase vertikal, masing, dan subskrip 1 dan 2 mewakili bagian atas dan bawah media. Atenuasi (α) batuan reservoir berhubungan dengan kualitas faktor Q sebagaimana persamaan dibawah.

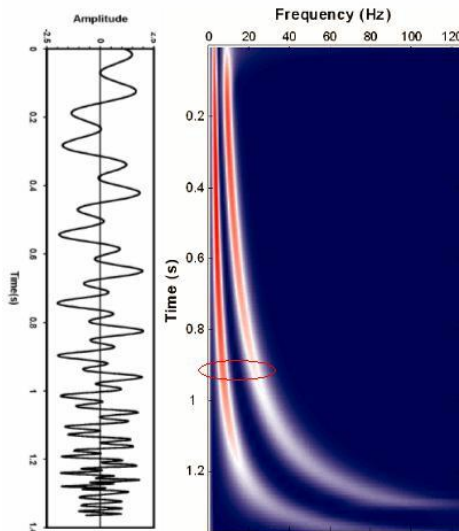
$$\alpha = \left(\sqrt{Q^2 + 1} - Q \right) \frac{\omega}{V_{P2}} \quad (2.7)$$

2.4 Continous Wavelet Transform

Dekomposisi Spektral merupakan proses penguraian spektrum frekuensi yang terdapat pada data seismik. Dasar dari proses ini adalah transformasi *domain* data seismik ke dalam *domain* frekuensi dengan menggunakan metode STFT atau CWT dimana metode CWT memberikan solusi yang lebih akurat dibandingkan STFT. Metode CWT memberikan window time-frequency yang secara otomatis mengecil ketika mengobservasi frekuensi tinggi dan membesar ketika mengobservasi frekuensi rendah. Metode ini menggunakan dilatasi dan translasi untuk menghasilkan peta skala-waktu. (Putri, Warnana and Wijaya, 2016)

Metode dekomposisi waktu-frekuensi (*time-frequency decomposition*) yang dikenal juga dengan dekomposisi spektral, pada penelitian ini ditujukan untuk mengkarakterisasi respon seismik pada frekuensi tertentu.

Ide dasar dari metoda ini adalah dilakukannya FFT (*Fast Fourier Transform*) dari setiap window waktu secara menerus (*continuous*) sehingga diperoleh gambaran kisaran frekuensi pada zona target (reservoir), **gambar 2.18** dibawah ini adalah contoh penerapan CWT pada salah satu trace seismik sintetik:



Gambar 2.10 CWT pada *trace* seismik sintetis

Gambar 2.18 atas sebelah kiri adalah trace seismik sintetik sedangkan gambar sebelah kanan adalah hasil CWT dengan menggunakan persamaan (2.8). Perhatikan bahwa CWT ditampilkan dalam kawasan waktu terhadap

frekuensi. Waktu tersebut adalah waktu TWT (Two Way Travel Time) dari penampang seismik itu sendiri.

$$F_w(\sigma, \tau) = \langle f(t), \psi_\sigma, \tau(t) \rangle = \int_{-\infty}^{\infty} f(t) \frac{1}{\sqrt{\sigma}} \psi\left(\frac{t-\tau}{\sigma}\right) dt \quad (2.8)$$

Berdasarkan persamaan diatas, $F(t)$ merupakan sinyal, σ adalah parameter pelebaran, lalu ψ adalah wavelet

$$F(t) = \frac{1}{c_\psi} \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} F_w(\sigma, \tau) \psi\left(\frac{t-\tau}{\sigma}\right) \frac{d\sigma}{\sigma^2} \frac{d\tau}{\sqrt{\sigma}} \quad (2.9)$$

Berdasarkan persamaan diatas, $F(t)$ adalah fourier transform dari ψ . Lalu dengan menganalisis gambar CWT, katakanlah target reservoir anda berada pada kisaran 0.9 detik, maka anda akan mendapatkan gambaran frekuensi dominan dari target anda, katakanlah 32Hz. Lalu dengan menggunakan persamaan (2.9), penampang CWT di-inversi kembali untuk mendapatkan penampang seismik pada frekuensi 32Hz, yang harapannya dapat meng-*emphasize* target reservoir anda. (Castagna, 2005)

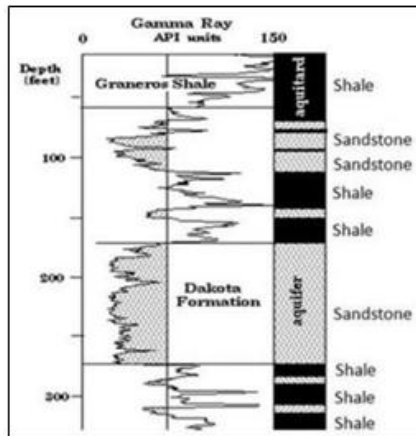
2.5 Data Log Sumur

2.5.1 Log Sonic

Log Sonic merupakan jenis log yang digunakan untuk mengukur porositas, selain *density log* dan *neutron log* dengan cara mengukur interval *transite time* (Δt), yaitu waktu yang dibutuhkan oleh gelombang suara untuk merambat didalam batuan formasi sejauh 1 ft. Peralatan *sonic log* menggunakan sebuah *transmitter* (pemancar gelombang suara) dan dua buah *receiver* (penerima). Jarak antar keduanya adalah 1 ft.

2.5.2 Log Gamma Ray

Prinsip pengukurannya adalah mendeteksi arus yang ditimbulkan oleh ionisasi yang terjadi karena adanya interaksi sinar gamma dari formasi dengan gas ideal yang terdapat didalam kamar ionisasi yang ditempatkan pada sonde. Secara khusus *Gamma Ray Log* berguna untuk identifikasi lapisan permeabel disaat Log SP tidak berfungsi karena formasi yang resistif atau bila kurva SP kehilangan karakternya ($R_{mf} = R_w$), atau ketika SP tidak dapat merekam karena lumpur yang digunakan tidak konduktif (*oil base mud*). Selain itu *Gamma Ray Log* juga dapat digunakan untuk mendeteksi dan evaluasi terhadap mineral radioaktif (potassium dan uranium), mendeteksi mineral tidak radioaktif (batubara), dan dapat juga untuk korelasi antar sumur.



Gambar 2.11 Kurva Log Gamma Ray (Harsono, 1997).

Shale dan terutama *marine shale* mempunyai emisi sinar gamma yang lebih tinggi dibandingkan dengan *sandstone*, *limestone* dan *dolomite*. Adanya perbedaan tersebut gamma ray log ini dapat digunakan untuk membedakan antara *shale* dan *non shale* sehingga gamma ray sering disebut sebagai log litologi.

2.5.3 Log Resistivity

Resistivity log adalah suatu alat yang dapat mengukur tahanan batuan formasi beserta isinya, yang mana tahanan ini tergantung pada porositas efektif, salinitas air formasi, dan banyaknya hidrokarbon dalam pori-pori batuan. Gambar *resistivity log* dapat dilihat pada **Gambar 2.24**.

2.5.4 Log Neutron Porositas

Neutron Log dirancang untuk menentukan porositas total batuan tanpa melihat atau memandang apakah pori-pori diisi oleh hidrokarbon maupun air formasi. *Neutron* terdapat didalam inti elemen, kecuali hidrokarbon. *Neutron* merupakan partikel netral yang mempunyai massa sama dengan atom hidrogen. *Neutron Porositas* pada evaluasi formasi ditujukan untuk mengukur indeks hidrogen yang terdapat pada formasi batuan. Indeks hidrogen didefinisikan sebagai rasio dari konsentrasi atom hidrogen setiap cm kubik batuan terhadap kandungan air murni pada suhu 75°F.

Neutron Porositas log tidaklah mengukur porositas sesungguhnya dari batuan, melainkan yang diukur adalah kandungan hidrogen yang terdapat pada pori-pori batuan. Secara sederhana, semakin berpori batuan semakin banyak kandungan hidrogen dan semakin tinggi indeks hidrogen. Sehingga, *shale* yang

banyak mengandung hidrogen dapat ditafsirkan memiliki porositas yang tinggi pula.

2.5.5 Log Density

Tujuan utama dari *density log* adalah menentukan porositas dengan mengukur *density bulk* batuan, di samping itu dapat juga digunakan untuk mendeteksi adanya hidrokarbon atau air, digunakan bersama-sama dengan *neutron log*, juga menentukan *densitas* hidrokarbon (ph) dan membantu didalam evaluasi lapisan *shaly* (Harsono,1997).

2.6 Fisika Batuan

2.6.1 Porositas

Porositas batuan merupakan salah satu sifat akustik dari reservoir yang didefinisikan sebagai ukuran kemampuan batuan untuk menyimpan fluida, dinyatakan dalam persen (%) atau fraksi.

Kualitas dari porositas reservoir dikelompokkan menjadi beberapa bagian seperti dalam tabel berikut (Koesoemadinata, 1978).

Tabel 2.1 Skala kualitas porositas reservoir (Koesomadinata, 1978)

No	Nilai Porositas	Skala
1	0 – 5 %	Diabaikan (<i>Negligible</i>)
2	5 – 10 %	Buruk (<i>Poor</i>)
3	10 – 15 %	Cukup (<i>Fair</i>)
4	15 – 20 %	Baik (<i>Good</i>)
5	20 – 25 %	Sangat Baik (<i>Very good</i>)
6	>25 %	Istimewa (<i>Excellent</i>)

Secara umum porositas batuan akan berkurang dengan bertambahnya kedalaman batuan, karena semakin dalam batuan akan semakin kompak akibat efek tekanan di atasnya. Semakin besar porositas batuan maka kecepatan gelombang seismik yang melewatinya akan semakin kecil, dan demikian pula sebaliknya.

Berdasarkan pembentukan batumannya terdapat dua jenis porositas yaitu porositas primer (sedimentasi klastik) dan porositas sekunder (proses tektonik, proses kimiawi, dan lain-lain.). Dan faktor-faktor yang mempengaruhi porositas primer adalah ukuran butir, karakter geometris, proses diagenesis, kandungan semen, kedalaman dan tekanan (Koesomadinata, 1978).

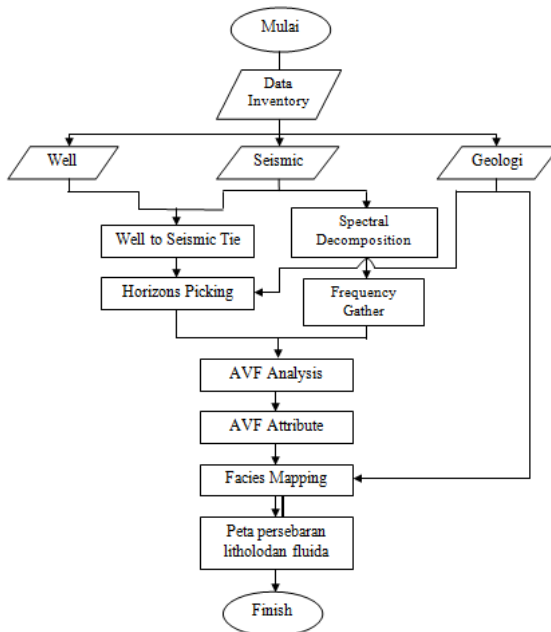
HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Lokasi dan Waktu Penelitian

Penelitian Penelitian dengan judul “Analisa persebaran reservoir BATUPASIR lapangan “DKA”, cekungan Barito, dengan metode *amplitude-variance-frequency (AVF) analysis*.” ini dilaksanakan di Pertamina EP Asset 5, Balikpapan pada tanggal 23 Januari – 23 April 2018. Berikut merupakan tabel pelaksanaan kegiatan selama penelitian:

3.2 Diagram Alir Penelitian



Gambar 3.1 Diagram alir pengolahan AVF analysis

3.3 Perangkat

Perangkat yang digunakan dalam penelitian ini berupa perangkat keras dan perangkat lunak. Perangkat keras yang digunakan seperangkat laptop sedangkan perangkat lunak yang digunakan untuk pengolahan data dalam penelitian ini adalah *Software Hampson-Russel Suite (HRS10.0.2)*, dan *Petrel Schlumberger 2015*. digunakan untuk *picking horizon*, *picking fault* dan analisa *slicing window*.

3.4 Data Penelitian

3.4.1 Data Seismik 3D

Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini adalah data seismik 3D PSTM (*Post-Stack Time Migration*). Data seismik yang digunakan memiliki *sampling rate* 2 ms dengan fasa nol dalam format SEG-Y. *Inline* 2003-2876 dan *crossline* 10002-10961 yang selanjutnya digunakan untuk proses AVF analisis dan analisa *facies*. Gambar data seismik akan ditunjukkan pada Gambar 3.2 berikut.

3.4.2 Data Sumur

Daerah penelitian merupakan lapangan yang sudah dikembangkan, telah banyak dilakukan pemboran dan telah dipastikan terdapat potensi hidrokarbonnya. Terdapat 14 sumur di daerah penelitian, sumur-sumur tersebut memiliki data checkshot, marker, lalu untuk log, terdapat log *gamma ray*, log sonik, log densitas dan log porositas. Log sonik dan densitas digunakan untuk pengikatan sumur dengan seismik yang menghasilkan *trace* seismik sintetik, sedangkan log lainnya digunakan untuk mendukung interpretasi. Masing-masing data sumur ini (sonik, porositas, densitas, SWE, PHIE, NET Pay Sand dan *gamma ray*) di *crossplot* terhadap impedansi akustik untuk menentukan properti log yang akan digunakan untuk memisahkan antara batupasir dan batuserpih.

Sumur yang digunakan dalam penelitian ini berjumlah 3 (tiga) sumur, yaitu sumur DKA-09, DKA-13, DKA-14. Ketersediaan data log pada masing-masing sumur dapat dilihat pada **Tabel 3** dan **Gambar 3.2** merupakan gambar data log yang tersedia.

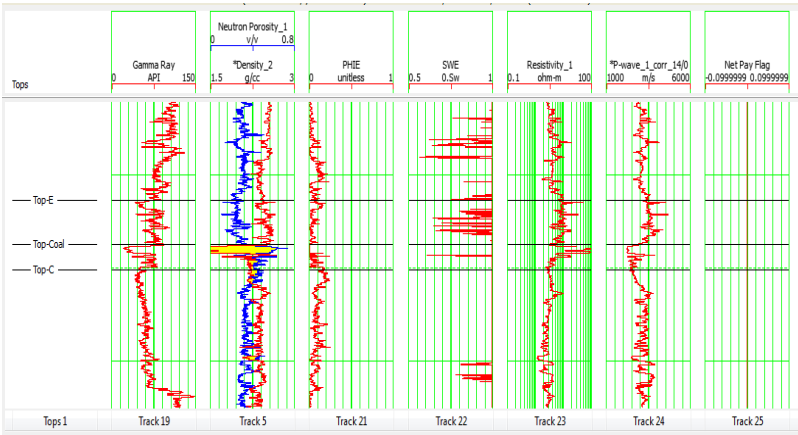
Marker merupakan data yang menyediakan informasi dari suatu batas atas suatu formasi. Dalam data marker ini terdapat data time dan measured depth (kedalaman terukur) sebagai informasi top dari formasi tersebut terukur. Data marker digunakan sebagai referensi untuk melakukan *picking horizon*. Selain itu digunakan juga untuk acuan pada saat melakukan pengikatan data sumur dan seismik. Data marker yang

digunakan untuk studi ini berasal dari studi sebelumnya. Pada penelitian ini marker-marker tersebut mempunyai nama-nama yang sama dengan horizon yang digunakan.

Data *checkshot* digunakan untuk mendapatkan hubungan antara waktu dan kedalaman. Pada dasarnya data sumur sudah dalam domain kedalaman, sedangkan data seismik masih dalam domain waktu. Oleh karena itu data *checkshot* sangat bermanfaat dalam proses pengikatan sumur dan seismik (*well seismic tie*).

Tabel 3.1 Kelengkapan data log

Well Name	GR	NPH I	RHO B	PHI E	DT	Chk	NET PAY
DKA-09	√	√	√	√	√	√	√
DKA-13	√	√	√	√	√	-	√
DKA-14	√	√	√	√	√	-	√

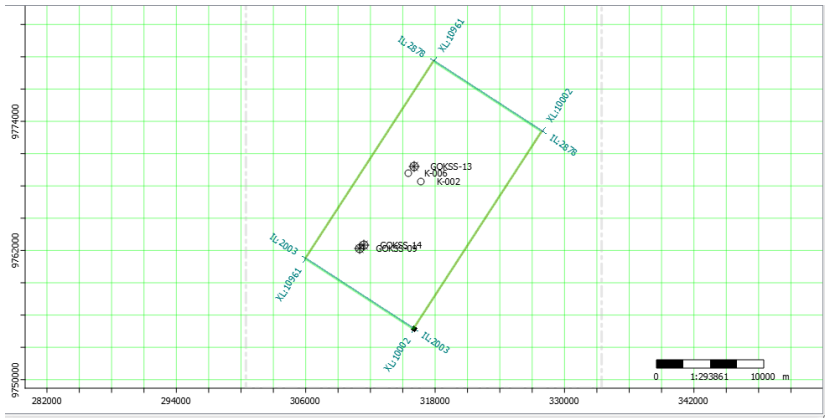


Gambar 3.2 ketersediaan data log sumur DKA-14

3.4.3 Base Map

Peta dasar seismik atau *base map* merupakan suatu penampang dua dimensi x dan y, tampak atas yang menunjukkan kerangka survei seismik daerah penelitian. Pada peta dasar ini juga dapat dilihat skala peta dan posisi

sumur pada lintasan seismik. Berikut dapat dilihat pada **Gambar 3.3**, *base map* dari lapangan DKA.



Gambar 3.3 *base map* lapangan DKA

Tabel 3.2 Posisi sumur pada seismik

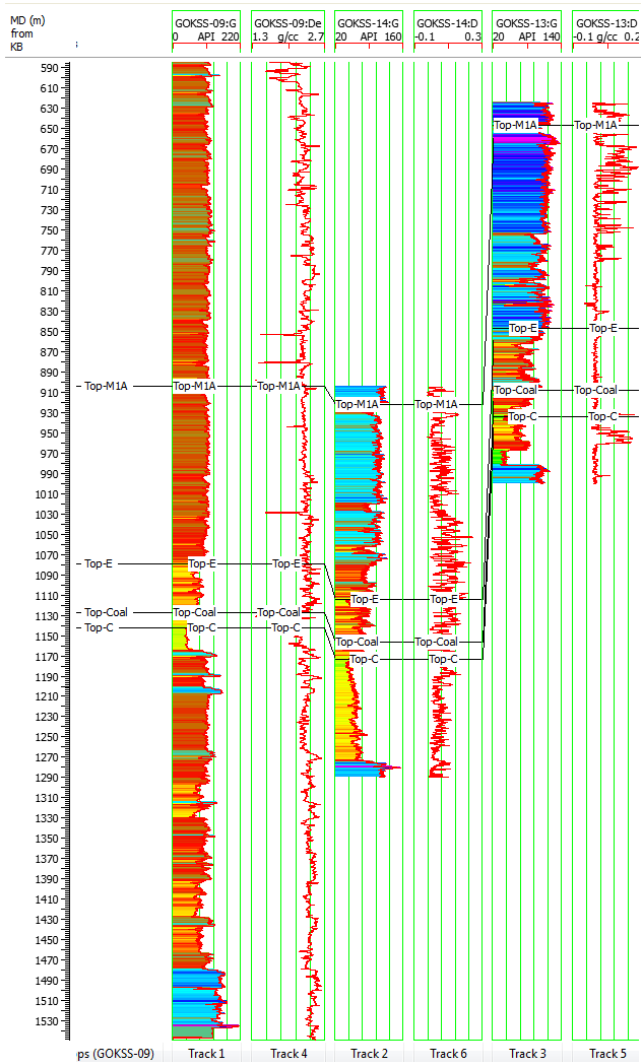
Well ID	Units	X Location	Y Location
DKA-09	m	9762145.00	310995.90
DKA-13	m	9769769.10	315987.60
DKA-14	m	9762458.00	311360.00

3.5 Pengolahan Data

3.5.1 Korelasi Sumur

Korelasi sumur dilakukan dengan tujuan untuk menentukan marker top formasi yang digunakan sebagai batas-batas atas zona perlapisan. Sehingga dapat diketahui korelasi ketebalan masing-masing zona pada tiap sumur yang digunakan.

Korelasi ini dilakukan dengan melihat log gamma ray dengan melihat pola yang sama dari sumur satu dengan sumur berikutnya pada data log tersebut, dapat diambil kesimpulan berupa korelasi yang menunjukkan bahwa zona tersebut merupakan satu formasi yang sama.

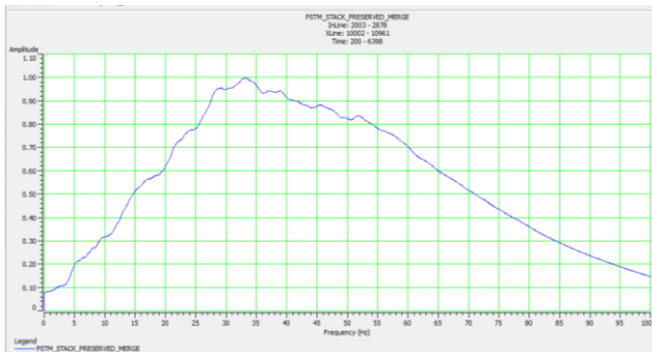


Gambar 3.4 Korelasi Antar Sumur

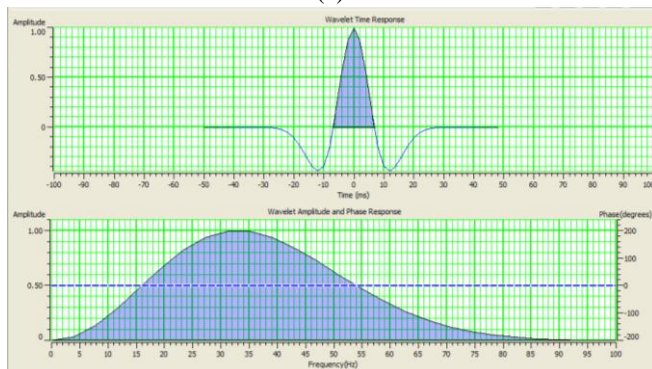
3.5.2 Well seismic tie

Well-seismic tie digunakan untuk melakukan penyelarasan antara top formasi pada data sumur terhadap trace seismik. Tindak lanjut dari proses ini adalah interpretasi struktur pada data seismik. domain sumur adalah kedalaman sedangkan domain seismik adalah waktu dalam satuan ms, maka yang dirubah domainnya adalah domain waktu dari sumur menjadi domain waktu. Dengan tujuan akhir dari proses pengikatan ini adalah untuk mengetahui posisi atau marker geologi pada data seismik.

Seismogram sintetik biasanya ditampilkan dengan format (polaritas dan fasa) yang sama dengan rekaman seismik. Seismogram sintetik berguna untuk mendiagnosa karakter refleksi dari setiap horizon. *Wavelet* yang digunakan sebaiknya mempunyai frekuensi dan *band width* yang sama dengan penamapang seismik. Hal ini akan mempermudah pengikatan data sumur dengan data seismik. Seismogram sintetik final merupakan superposisi dari refleksi-refleksi semua *reflektor*.



(a)

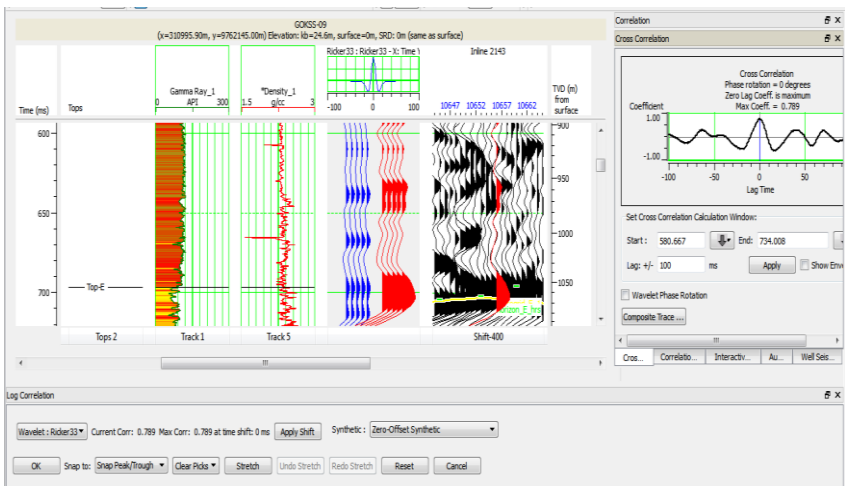


(b)

Gambar 3.5 spektrum aplitudo dari keseluruhan data seismik PSTM lapangan DKA (a), wavelet yang digunakan (b)

Wavelet ricker dengan frekuensi dominan 33 Hz digunakan karena memiliki nilai korelasi yang lebih baik dari jenis wavelet lain dan bisa mewakili frekuensi dominan dari spektrum amplitudo data seismik.

Well seismic tie dilakukan dengan 3 jenis ekstraksi wavelet berbeda sebagai pembanding nilai korelasi. Nilai korelasi yang baik adalah 1, maka pengguna diharuskan menghasilkan korelasi minimal sebesar 0,4 apabila lebih besar maka lebih baik. Dalam penelitian ini dilakukan *trial and error* untuk memperoleh *wavelet* terbaik. Dari hasil ekstraksi *wavelet* diperolehlah wavelet ricker 33 Hz yang paling sesuai, dengan 100 ms dan taper length 25 ms. Jendela yang digunakan dalam ekstraksi ini adalah batas lapisan M1A hingga C yang bertujuan untuk mendapatkan hasil yang mendekati sebenarnya. Kemudian *wavelet* yang telah di ekstrak di konvolusi dengan koefisien refleksi untuk mendapatkan seismogram sintetik, yang terlebih dahulu dikonversikan dari domain kedalam menjadi domain waktu dengan bantuan *checkshot*. Dalam proses *well seismic tie* perlu dilakukan *shifting*, *squeezing* dan *stretching* untuk memperoleh hasil korelasi yang tinggi dan hasil well tie tergolong baik jika nilai *time shift* mendekati 0 dan nilai korelasi mendekati 1.

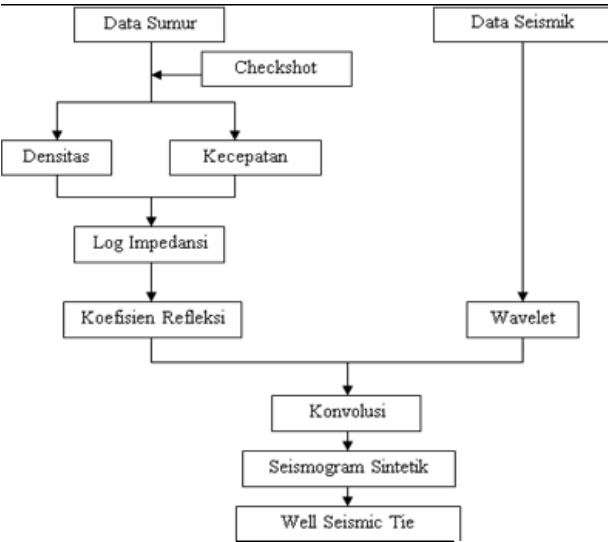


Gambar 3.6 hasil korelasi *well seismic tie* sumur k-009 bernilai 0,789 , dengan timeshift awal 77 ms

Sebagai pembanding dilakukan *well seismic tie* dengan jenis wavelet lain yaitu bandpass dan statistical, sebagai faktor quality control nilai korelasi *well seismic tie* agar didapat nilai korelasi terbaik.

Tabel 3.3. Nilai korelasi *well seismic tie* Wavelet yang digunakan (merah), Time shift (biru)

Window Top M1A - C				
well	Nilai Korelasi			
	Ricker 33Hz	Bandpass	Ricker 35Hz	Statistical
DKA-1	0.789	0.450	0.351	0.560
DKA-2	0.678	0.664	0.714	0.641
DKA-3	0.744	0.587	0.570	0.577



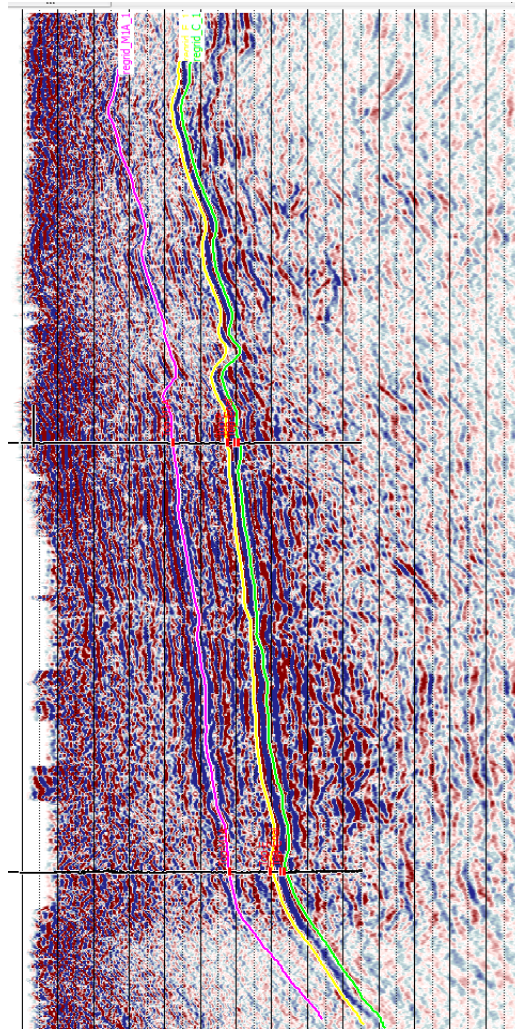
Gambar 3.7 Diagram Alir *Well seismic tie*

3.5.3 Picking Horizon

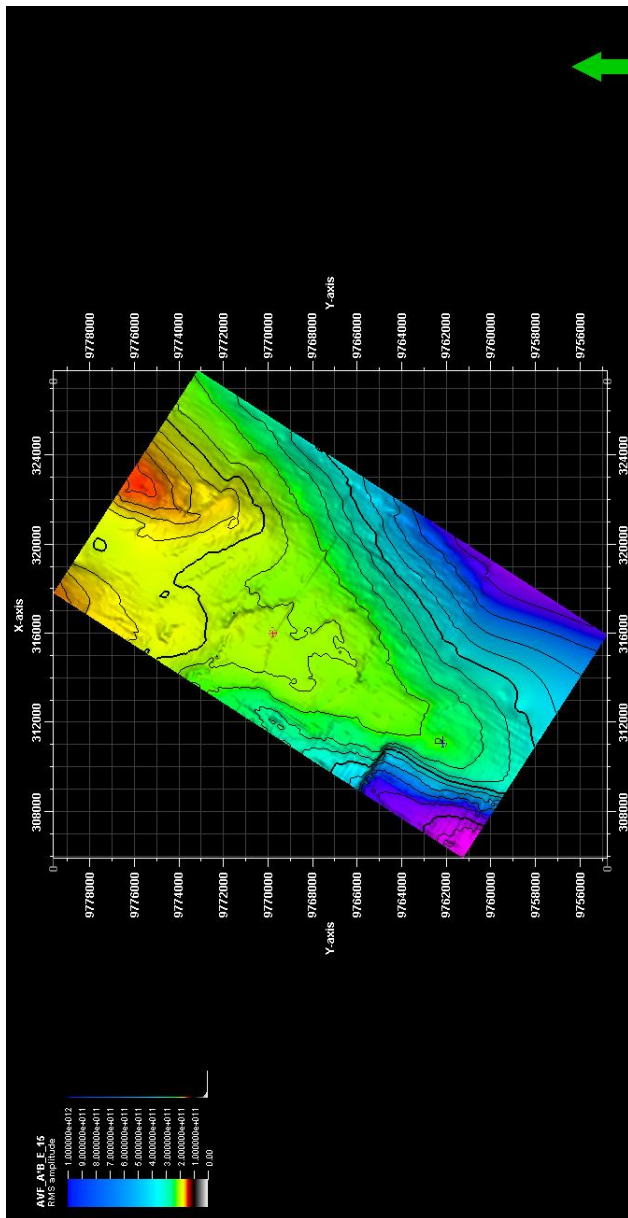
Proses *picking horizon* dilakukan setelah proses *well to seismic tie*. *Picking* dilakukan dengan cara menciptakan garis kemenerusan pada penampang seismic di trace wavelet yang memiliki polaritas mencolok dan sudah di kategorikan sebagai batas suatu perlapisan oleh marker data sumur. *Picking horizon* dilakukan pada *software* Petrel Schlumberger, dengan acuan pada data *marker* pada sumur. *Picking* dilakukan pada lapisan Top Formasi E dan C. Pemilihan *wiggle (peak/trough)* pada seismic sangat

berpengaruh apabila salah zona *picking*, karena jika tidak, hasil slicing pada atribut AVF tidak akan mencerminkan nilai fisis dan persebaran dari batuan yang ada tepat pada lapisan yang diinginkan.

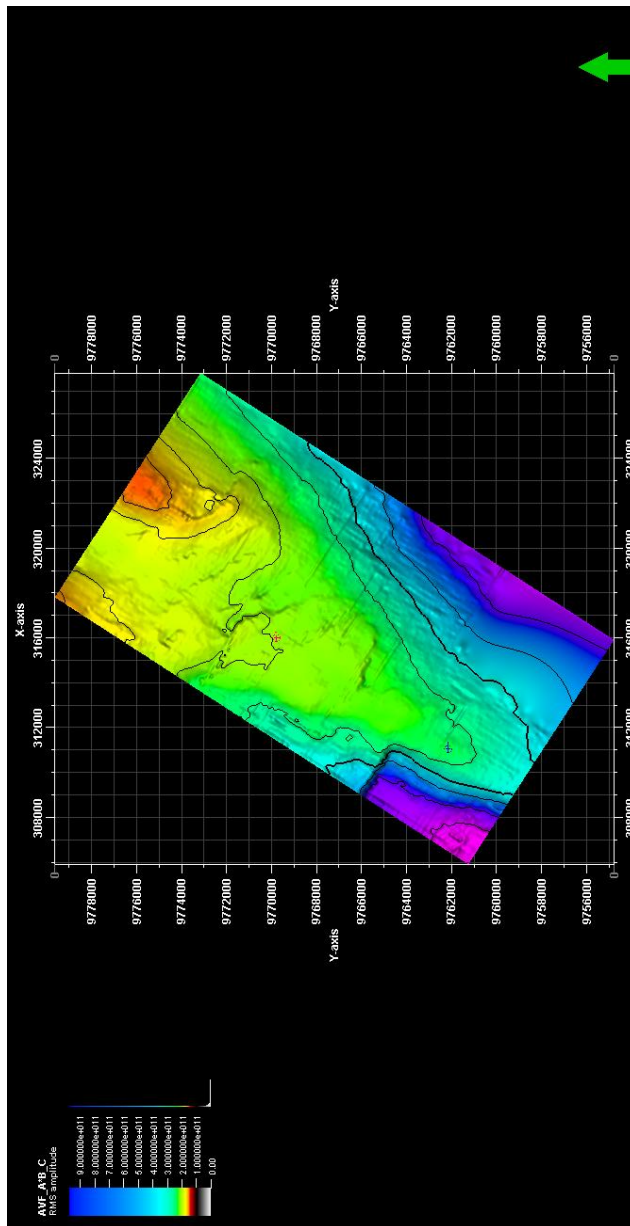
Setelah melakukan *picking horizon* kita dapat melihat *time structure* dari tiap horizon untuk melihat hasil *picking horizon* yang telah kita lakukan.



Gambar 3.8 Hasil Picking Horizon *arbitrary line*



Gambar 3.9 Hasil Picking Horizon pada Lapisan E



Gambar 3.10 Hasil Picking Horizon pada Lapisan C

Gambar 3.9 adalah hasil *picking horizon* lapisan E pada *window 2D*. Terlihat pada gambar bahwa wilayah yang diinterpretasi adalah keseluruhan wilayah lapangan DKA. Terlihat terdapat dua tinggian di wilayah N dan NE lapangan, lalu rendahan di SW lapangan DKA. Keseluruhan lapangan membentuk struktur antiklin dengan arah NE-SW.

Gambar 3.10 adalah hasil *picking horizon* lapisan C pada *window 2D*. Terlihat pada gambar bahwa wilayah yang diinterpretasi adalah keseluruhan wilayah lapangan DKA. Secara struktural lapisan C tidak jauh beda dengan lapisan E karena keduanya sangat berdekatan dan hanya dibatasi oleh lapisan batubara.

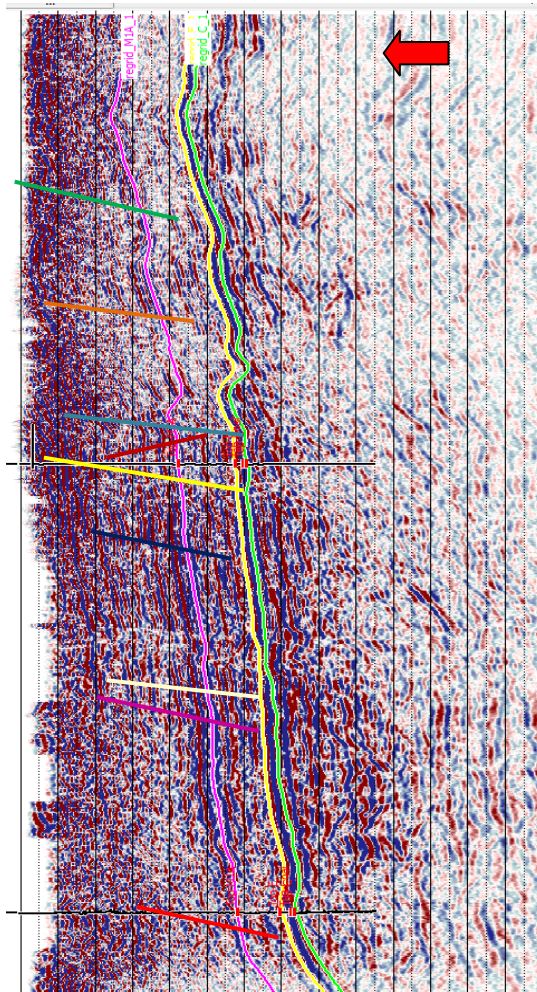
Dari gambar diatas, dapat diketahui bahwa lapisan E dan C memiliki kontur dan struktur yang kurang lebih sama karena pada **Gambar 3.8** terlihat lapisan E dan C hanya dibatasi oleh lapisan coal tebal, ini berhubungan dengan lingkungan pengendapan *fluvial-lacustrinal* yang terjadi pada masa pengendapan C ke E, dan batubara merupakan produk dari vegetasi yang terendapkan pada periode tersebut.

3.5.4 *Fault Picking*

Patahan atau Sesar merupakan rekahan pada batuan yang telah mengalami pergeseran, sehingga sesar dalam seismik ditunjukkan dengan terpotongnya kepenerusan lapisan batuan pada data seismik. *Picking sesar* dilakukan mulai dari pergeseran horizon yang tampak jelas dan diteruskan pada zona pergeseran itu secara vertical.

Pada studi ini *picking sesar* dilakukan sebelum melakukan *picking horizon* agar lebih menentukan kemenerusan dan arah dari sesar tersebut. Setelah melakukan *picking horizon* maka akan di dapatkan base map dari waktu yang mempresentasikan struktur dari reservoir. Dari base map ini kita dapat melihat kemenerusan dan pola sesar.

Pada **gambar 3.11** terdapat ketidaksesuaian kepenerusan yang menunjukkan perbedaan litologi yang sangat drastis. Adanya perbedaan litologi yang sangat signifikan inilah yang mengindikasikan sesar.



Gambar 3.11 Interpretasi patahan pada arbitrary line

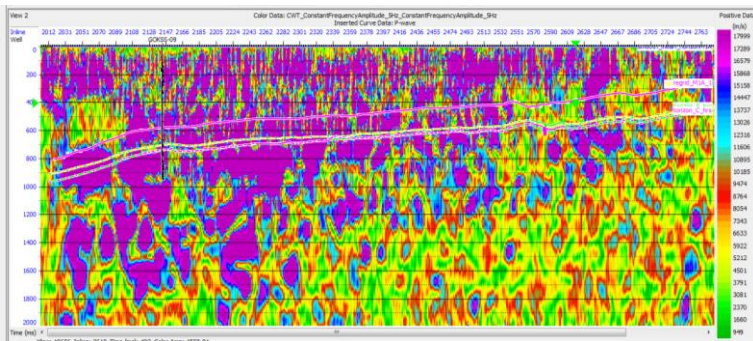
Oleh karena hasil penampang disimilaritas ini sangat berguna dalam acuan picking sesar. Kemenerusan patahan berada pada arah Baratdaya - Timur laut pada lapangan “DKA” dengan dominasi sesar turun yang arahnya tegak lurus Barat laut – tenggara yang mengiris beberapa wilayah dari Selatan hingga Utara lapangan. Menjadikan lapangan “DKA” memiliki struktur patahan *horst graben*.. Hasil dari picking fault ini dapat membantu dalam interpretasi horizon,

seperti dalam menentukan letak kepenerusan suatu lapisan yang sedang dianalisa. Hasil picking fault dapat dilihat pada **gambar 3.11**

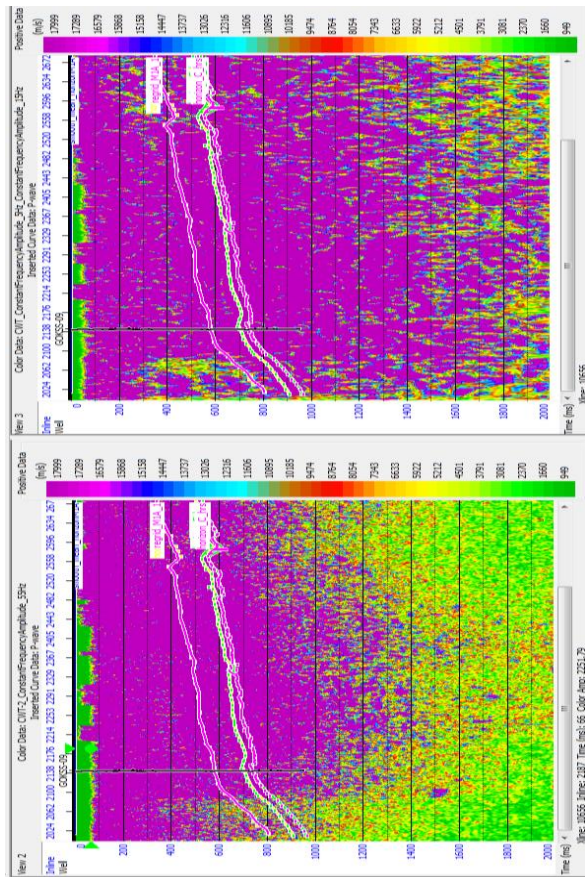
3.5.5 Spectral Decomposition CWT

Penggunaan parameter frekuensi sebagai parameter utama, membutuhkan pemrosesan awal berupa ekstraksi nilai frekuensi yang bervariasi dari data seismik PSTM lapangan DKA. Nilai frekuensi perambatan gelombang seismik pada batuan dapat menentukan sifat batuan seperti densitas dan porositas, ini dilihat dari besar nilai atenuasi yang terjadi saat perambatan pada batuan. Kejadian atenuasi yang tinggi terdapat pada batuan dengan porositas tinggi atau tersaturasi fluida seperti pada sasaran BATUPASIR tersaturasi fluida Zona M, E dan C. Variasi data nilai frekuensi dibutuhkan sebagai sarana analisa respon batuan terhadap nilai frekuensi yang diberikan. Cakupan nilai yang luas memberikan dampak pada hasil nilai intercept dan gradient, semakin banyak variasi nilai frekuensi yang digunakan, maka nilai intercept dan gradient yang didapat semakin valid untuk dianalisa.

Ekstraksi nilai frekuensi pada data seismik menggunakan metode *spectral decomposition continuous wavelet transform*. Proses continuous wavelet transform dimulai sesuai dengan persamaan 2.11, yaitu mendapatkan perbandingan seluruh trace seismik dengan intensitas frekuensinya masing-masing, kemudian sesuai dengan persamaan 2.12, dikembalikan atau di-inversi kembali kedalam bentuk penampang seismik. Dibuat volume iso frekuensi CWT dengan nilai frekuensi 5 Hz hingga 100 Hz dengan rentang nilai frekuensi per - 5 Hz.



Gambar 3.12 Volume iso CWT *constant frequency amplitude* 5Hz



Gambar 3.13 Volume iso CWT *constant frequency amplitude* 55Hz dan 15Hz

CWT digunakan untuk menciptakan koefisien refleksi berdasarkan analisisnya terhadap spectrum frekuensi rata-rata, terutama pada perbatasan perlapisan batuan dengan *velocity* tinggi ke perlapisan yang sangat absorbtif (atenuatif) dalam kasus ini reservoir batupasir tersaturasi minyak (TOP E) dan air (TOP C). hasilnya adalah berupa trace amplitudo seismik berdasarkan frekuensi dengan parameter Q.

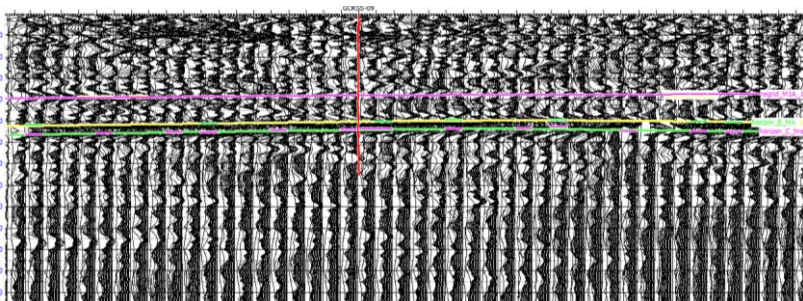
Nilai parameter hasil CWT adalah Q (quality) factor, nilai ini tidak memiliki satuan dan sifatnya relative. Sepanjang proses AVF setelah hasil gather, akan digunakan nilai Q sebagai parameter relatif nilai fisis volume atribut AVF.

3.5.6 Gather CWT

Proses *gathering* merupakan proses penggabungan dari beberapa data seismik kedalam satu tampilan, beserta nilai dari masing-masing data yang digunakan. umumnya data seismik yang digabungkan memiliki parameter yang berbeda namun berada dalam koordinat dan geometri yang sama, tergantung pada tujuan gathering yang dilakukan. Umumnya *gathering* dalam proses interpretasi dilakukan pada metode AVO sebagai penggabungan data seismik dengan sudut yang berbeda-beda, secara prinsip sama dalam metode AVF, hanya saja parameter yang digunakan bukan sudut melainkan nilai frekuensi. Maka dari itu, langkah kedua setelah dilakukannya spectral decomposition adalah dilakukan gathering pada seluruh data volume iso frekuensi yang telah dibuat.

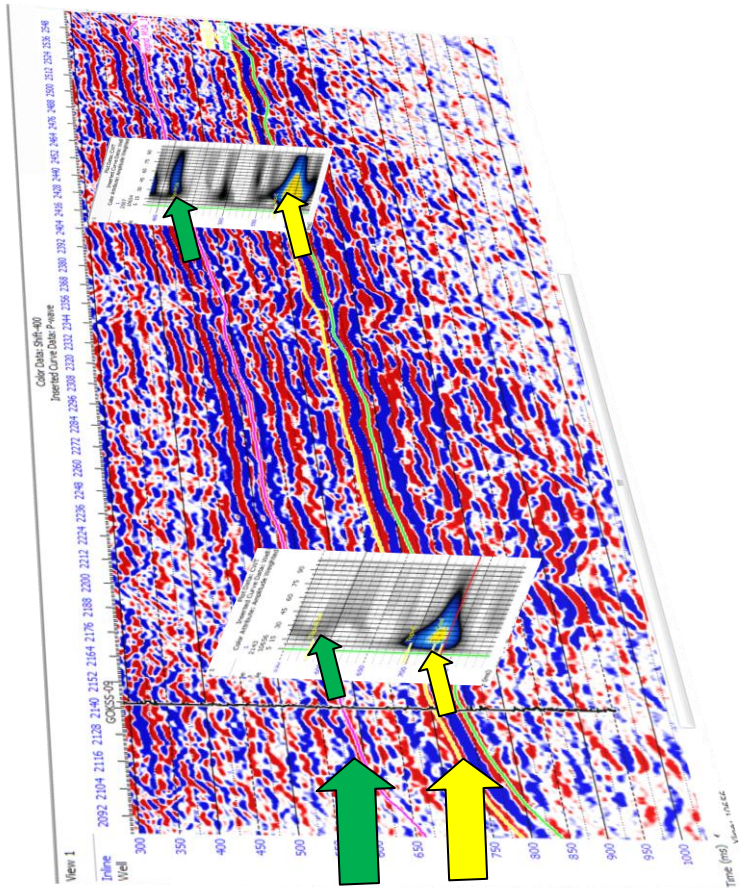
Dilakukan gathering dari 20 volume iso CWT *constant frequency amplitude*. Proses gather frekuensi ditujukan sebagai persiapan data untuk analisa peluruhan frekuensi (atenuasi). Dari hasil gather akan terbentuk volume yang mencakup keseluruhan rentang seri nilai 20 frekuensi volume iso CWT yang sudah dibuat. Sehingga pada setiap trace didalam data gather, dapat dianalisa berdasarkan seluruh rentang seri nilai dari 5Hz hingga 100Hz.

Secara tampilan hasil dari gathering frekuensi, dapat dilihat pada suatu trace ditiap sumur dalam slice data seismik adalah sebagai berikut. (lihat Gambar 4.3)



Gambar 3.14 hasil Gather CWT dalam penampang
hasil Gather CWT selanjutnya diproses untuk dijadikan AVO atribut volume, dengan menggunakan analisa dasar pemrosesan *two terms Aki-Richards*. Hasil

proses atribut ini adalah volume a sebagai intercept dan volume b sebagai gradient. Volume a dan b selanjutnya dianalisa dengan AVF *gradient analysis*, didapat tampilan satu dimensi dari trace tiap sumur yang menunjukkan rentang peluruhan nilai frekuensi dominan seperti yang ditunjukkan pada **gambar 4.15**.



Gambar 4.15 seri frekuensi pada trace sesimik sumur DKA-09 dan DKA-13, (hijau lapisan M1A dan kuning lapisan batubara)

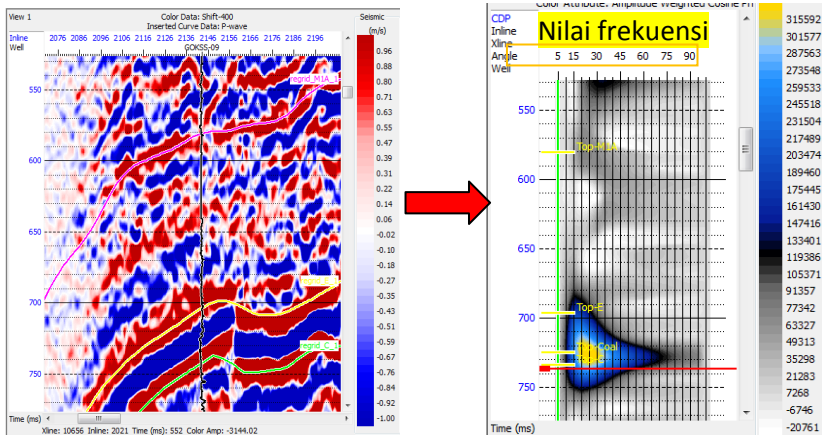
Seri nilai frekuensi pada trace dapat mengindikasikan body atenuasi seperti yang terlihat pada Gambar 4.3, tampilnya warna kuning terang pada TOP batubara dengan nilai $Q = 315992$ mencirikan adanya nilai peluruhan

frekuensi yang besar. Besar nilai peluruhan dilihat pada besarnya nilai intercept dan gradient pada bagian yang dianalisa.

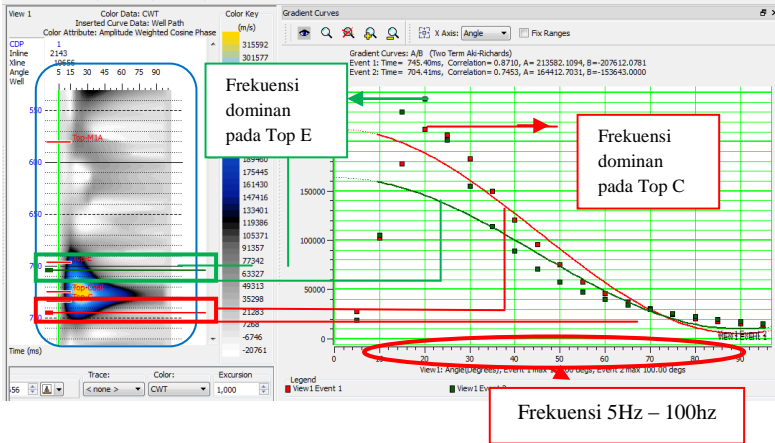
3.5.7 AVF Gradient Analysis

Analisa gradien AVF bertujuan untuk mengetahui nilai parameter AVF pada suatu zona beserta hubungannya terhadap properti fisis lain pada data sumur. Nilai intercept dan gradient berfungsi sebagai nilai ikat titik acuan zona interest yang dianalisa, nantinya dari nilai ini akan didapat nilai AVF, frekuensi dominan dan pola peluruhan pada zona tersebut. Zona yang dianalisa adalah Top formasi M1A, E dan C pada sumur DKA-09, DKA-14, dan DKA-13.

Analisis dilakukan menggunakan AVO *gradient analysis (two-terms Aki Richards)* pada perangkat lunak *Humpson-Russell Suite 10.0.2* dengan hasil nilai frekuensi dominan, intercept, dan gradient pada batupasir tiap formasi. Penentuan letak batupasir ditentukan melalui log gamma ray tiap sumur. Seperti pada DKA-09 batupasir TOP E berada dikedalaman 1078,86-1094,69 m dan batupasir TOP C pada kedalaman 1142,87-1163,98 m, maka analisis dilakukan di tubuh batupasir bagian atas yang umumnya merupakan tempat terjebaknya fluida dan hydrocarbon. Langkah analisis adalah seperti pada **gambar 3.16** dan **gambar 3.17**.



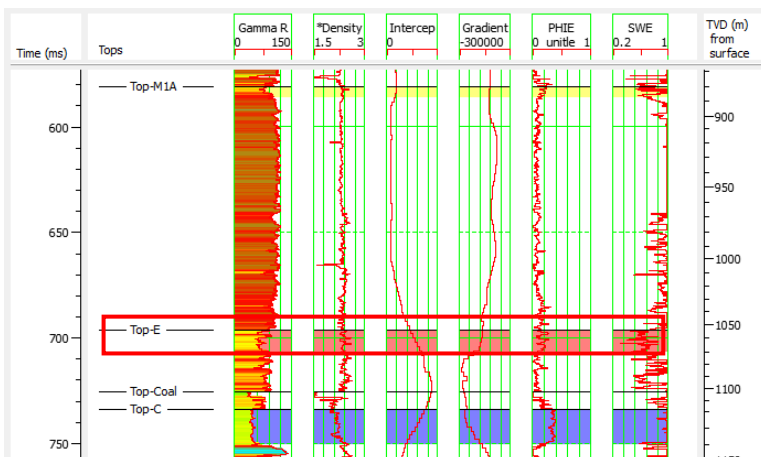
Gambar 3.16 tampilan 1 dimensi gather frekuensi pada sumur DKA-09



Gambar 3.17 AVF gradient analysis

Selanjutnya, dilakukan analisa properti fisis sesuai rentang tebal formasi berdasarkan kedalaman ber-domain waktu (ms), di formasi M1A, E dan C pada tiap sumur, properti fisis yang dianalisa adalah berdasarkan log *gamma ray*, *PHIE*, *SWE*, dan *VCL*.

Pada sumur DKA-09, didapat rentang kedalaman formasi M1A berdasarkan waktu adalah dari 631 ms hingga 633 ms, dengan; dominan frekuensi = 20 Hz, intercept = 7470,41, gradient = -41437,2, *PHIE* = 0,027692, *Vcl* = 0,249109, dan *SWE* = 0,923792 (gambar 3.18)



Gambar 3.18 body batupasir TOP-M1A, E dan C

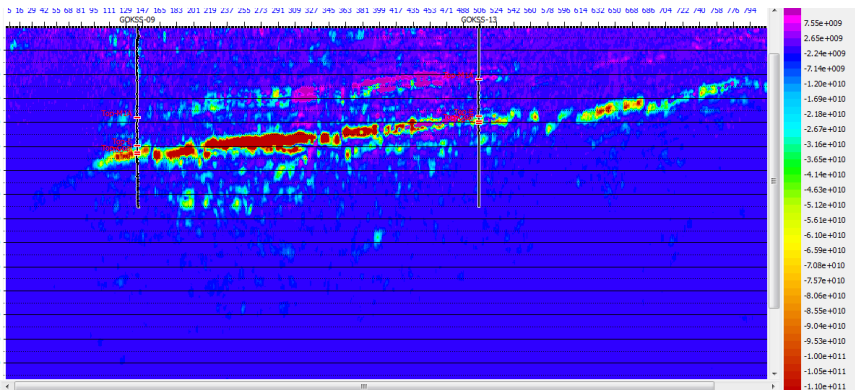
Dengan melakukan metode yang sama, dilakukan analisa terhadap TOP-M1A, E dan C pada tiap-tiap sumur. Hasilnya dapat dilihat pada **tabel 3.4**

Tabel 3.4 hasil AVF *gradient analysis* dan hubunganya dengan data log

Well	Zone	Dominant Freq	intercept	gradient	AxB	porositas efektif	Vel	SWE
K-09	M-1a	20	74704,41	-41437,2	-3095538185	0,027692	0,249109	0,923792
	E	20	206515	-116077	-2,3972E+10	0,120957	0,44653	0,696086
	C	25	273794,9	-241365	-6,6085E+10	0,350281	0,106093	0,984129
K-14	M-1a	25	152809	-94216,3	-1,4397E+10	0,100539	0,185799	1
	E	15	177984,9	-153519	-2,7324E+10	0,111069	0,2893	1
	C	25	415913,8	-372479	-1,5492E+11	0,118204	0,398729	1
K-13	M-1a	40	159462	-41049,2	-6545786781	0,109612	0,28949	1
	E	30	133416,2	-123489	-1,6475E+10	0,10327	0,342429	0,973479
	C	35	208480,7	-118783	-2,4764E+10	0,140915	0,225174	1

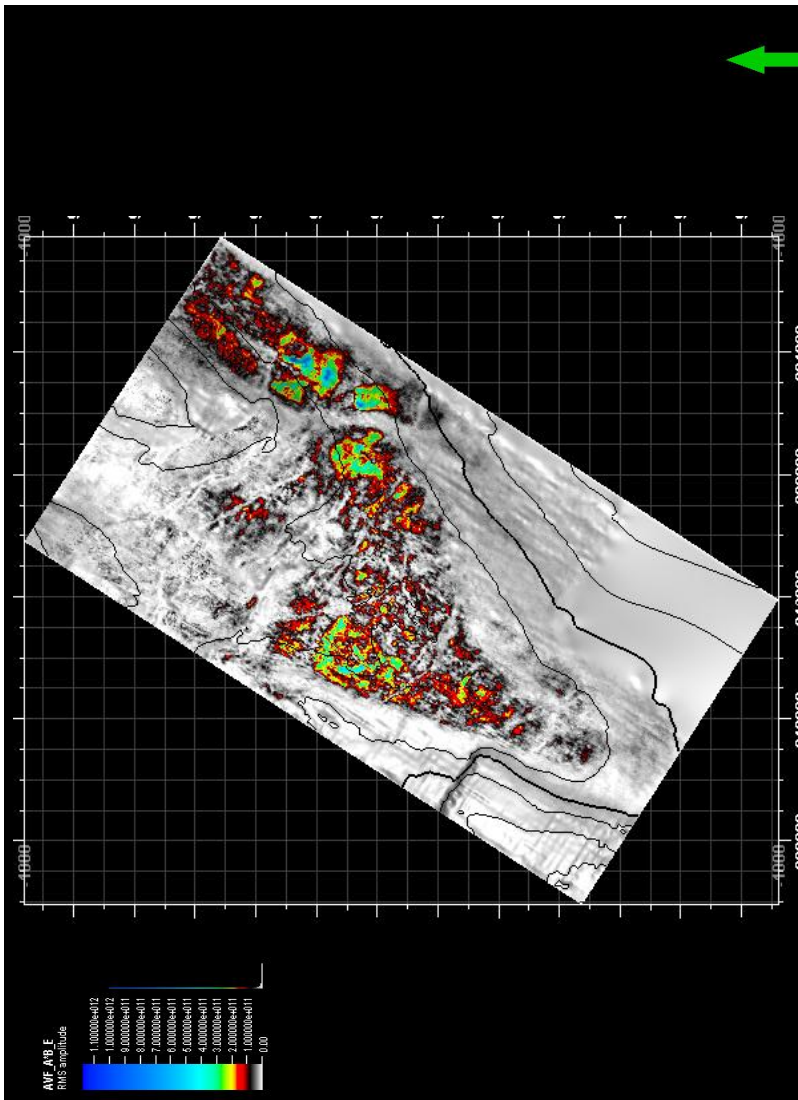
3.5.8 AVF Atribut

AVF atribut adalah sebuah volume iso seismik dengan nilai properti fisis AVF. Atribut ini adalah hasil gather dari 20 volume iso frekuensi *continous wavelet transform* yang memiliki nilai frekuensi yang berbeda-beda dari 5 Hz hingga 100 Hz dengan rentang 5 Hz, yang selanjutnya diproses menggunakan metode analisa *two terms Aki-Richards a*b intercept variance gradient*. Selanjutnya volume a dan volume b dikonvolusikan sehingga didapat volume a*b atau yang disebut dengan volume atribut AVF.

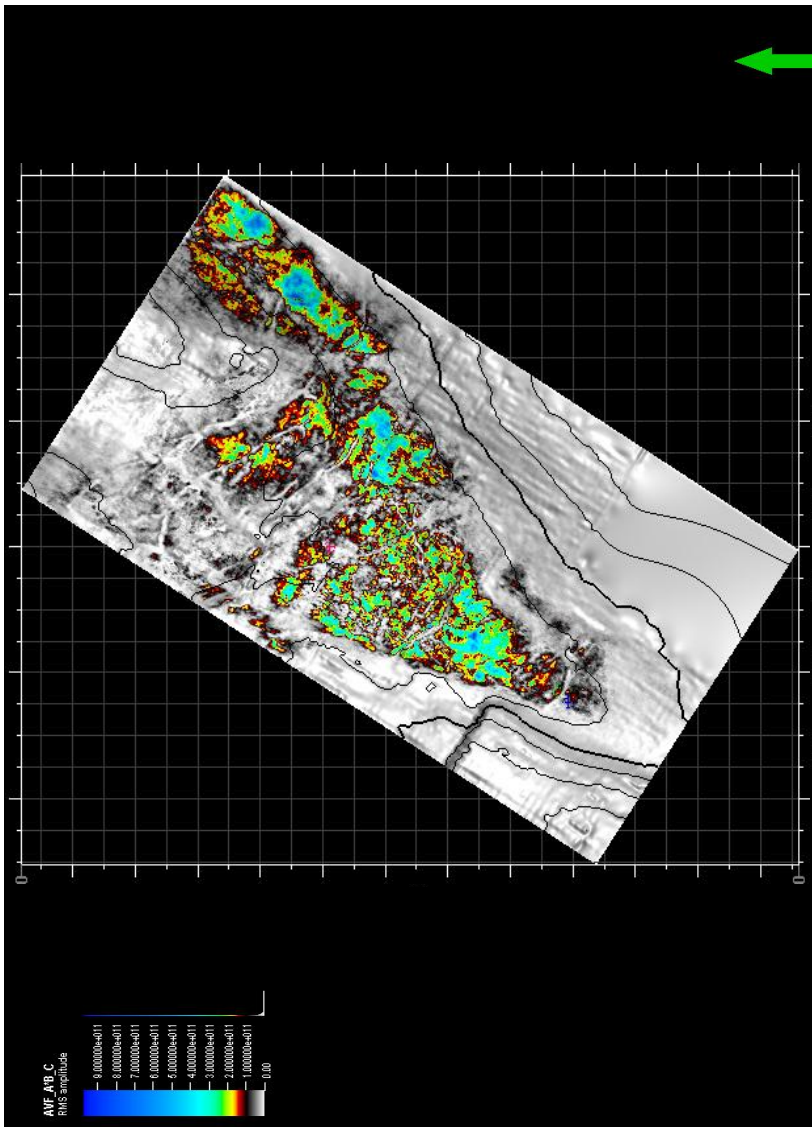


Gambar 3.20 volume atribut AVF

Selanjutnya dilakukan *slicing* volume atribut AVF terhadap horizon yang sudah di *picking*, yaitu horizon Zona E dan C. *Slicing* adalah ekstraksi nilai fisis yang terdapat pada volume atribut terhadap penampang dua dimensi, dalam hal ini penampang tersebut adalah horizon dua dimensi yang memiliki domain elevasi waktu sesuai dengan hasil interpretasi saat melakukan *picking horizon*. *slicing* pada zona formasi masing-masing diberlakukan dengan metode "*centered on target*", dengan window diatas 5 ms dan dibawah 5 ms, artinya nilai fisis yang di ekstraksi pada horizon adalah nilai dari range sejumlah waktu tersebut diatas dan dibawah permukaan horizon. Perangkat lunak yang digunakan dalam melakukan *slicing* adalah *schlumberger petrel 2015*. Hasil dari *slicing* adalah berupa horizon dua atau tiga dimensi dengan kontur elevasi waktu dan informasi nilai fisis volume AVF yang tersebar pada permukaan horizon tersebut.



Gambar 3.21 slice AVF horizon E



Gambar 3.22 slice AVF horizon C

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Hasil AVF Gradient Analysis

Analisa gradient AVF dilakukan mengetahui kandungan reservoir batupasir secara kualitatif dan kuantitatif dari data log, analisa AVF dilakukan pada data gather volume iso frekuensi CWT yang sudah diberlakukan persamaan $A*B$ (*intercept*gradient Aki-Richards*). Analisa berguna untuk menentukan korelasi nilai parameter AVF suatu perlapisan yang diteliti pada satu sumur, terhadap sumur-sumur lain di lokasi berbeda, tentunya dengan bantuan nilai log lain sebagai pendukung.

Tabel 4.1 hasil AVF *gradient analysis* dan hubunganya dengan data log

Well	Zone	Dominant Freq	intercept	gradient	AxB	porositas efektif	Vcl	SWE
DKA 09	M-1a	20	74704,41	-41437,2	-3095538185	0,027692	0,249109	0,923792
	E	20	206515	-116077	-2,3972E+10	0,120957	0,44653	0,696086
	C	25	273794,9	-241365	-6,6085E+10	0,350281	0,106093	0,984129
DKA 14	M-1a	25	152809	-94216,3	-1,4397E+10	0,100539	0,185799	1
	E	15	177984,9	-153519	-2,7324E+10	0,111069	0,2893	1
	C	25	415913,8	-372479	-1,5492E+11	0,118204	0,398729	1
DKA 13	M-1a	40	159462	-41049,2	-6545786781	0,109612	0,28949	1
	E	30	133416,2	-123489	-1,6475E+10	0,10327	0,342429	0,973479
	C	35	208480,7	-118783	-2,4764E+10	0,140915	0,225174	1

Dari hasil analisa AVF diatas dapat dilakukan persebaran nilai pada *horizon* zona E dan Zona C berdasarkan *Aki Richards two-terms intercept*gradient* dengan persamaan sebagai berikut.

$$R_p(\theta) = A + B\sin^2\theta + C\tan^2\theta\sin^2\theta \quad (4.1)$$

Diatas merupakan persamaan yang digunakan dalam metode AVO (*amplitude versus offset*), sehingga θ yang berupa parameter offset atau sudut dalam AVF diganti dengan parameter frekuensi. Lalu parameter kecepatan (V_p) digantikan dengan intensitas, sehingga dalam AVF analysis didapat perbandingan sumbu x dan y adalah frekuensi terhadap intensitas. Adapun penjabaran persamaan dalam metode yang diadaptasi dari metode *amplitude versus offset* adalah sebagai berikut.

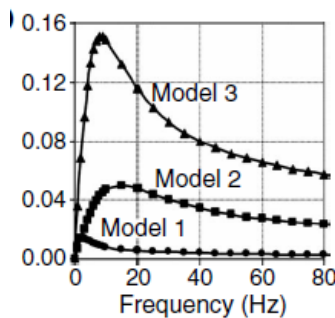
$$A = R_p(0Hz) = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta Intensity}{Intensity} + \frac{\Delta freq}{freq} \right] \quad (4.2)$$

$$B = \frac{1}{2} \frac{\Delta Intensity}{Intensity} - 4 \left[\frac{\Delta Intensity}{Intensity} \right]^2 - 2 \left[\frac{\Delta Intensity}{Intensity} \right]^2 \frac{\Delta freq}{freq} \quad (4.3)$$

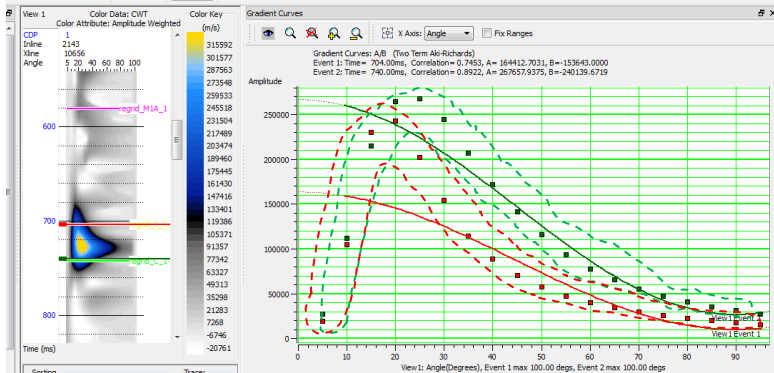
$$C = \frac{1}{2} \frac{\Delta Intensity}{Intensity} \quad (4.4)$$

Parameter A merupakan linearisasi dari koefisien refleksi frekuensi 0Hz yang disebut sebagai *intercept*, B adalah *gradient* non linear yang memiliki lebih dari 1 fungsi sudut yang kemudian dilinearisasi, dan C merupakan *curvature*. Persamaan diatas menyatakan bagaimana efek kenaikan nilai frekuensi terhadap intensitas masing-masing frekuensi dan nilai R_p dalam AVO atau nilai AVF akhir yang digunakan.

Berdasarkan persamaan 4.1 nilai AVF pada zona E pada sumur DKA-09 cukup tinggi (-2,3972e+10), DKA-14 cukup tinggi (-2,7324e+10) dan DKA-13 tinggi (-1,6475e+10). Sedangkan nilai AVF zona C pada sumur DKA-09 sangat rendah (-6,6085e+10), DKA-14 tinggi (-1,5492e+11), dan DKA-13 cukup tinggi (-2,4764e+10) nilai AVF ($A*B$) merupakan hasil perkalian *intercept* dan *gradient*, semakin rendah (-) nilai AVF, dapat disimpulkan bahwa grafik peluruhan frekuensinya pun tinggi. Secara kualitatif, menurut Ren Haitao, ia mengelompokkan reservoir AVF menjadi 3 model berdasarkan pola peluruhan frekuensi yang terjadi pada satu kedalaman tertentu pada data gather, yaitu untuk model 1, reservoir batupasir terkonsolidasi dengan porositas serta permeabilitasnya kecil, memiliki atenuasi dan dispersi batuan reservoir juga sangat kecil dibandingkan dengan model 2 yang berupa batupasir terkonsolidasi moderat dan pasir tidak terkonsolidasi pada model 3. Untuk model 1, impedansi reservoir lebih tinggi dari pada batuan overburden. Karena dispersi, kecepatan gelombang melalui reservoir meningkat menuju frekuensi yang lebih tinggi. Sejalan dengan itu, kontras impedansi lebih besar terhadap frekuensi yang lebih tinggi **gambar 4.1**.

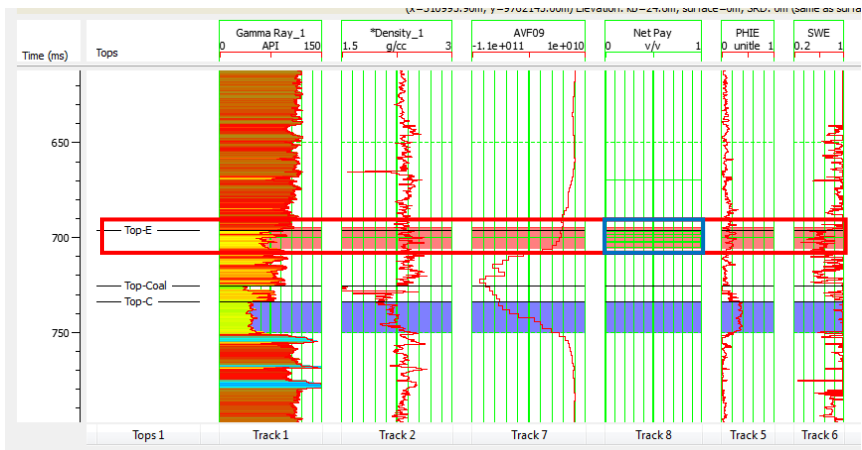


Gambar 4.1 model peluruhan frekuensi terhadap frekuensi(Haitao Ren dkk, 2009)



Gambar 4.2 AVF gradient analysis pada sumur DKA-09

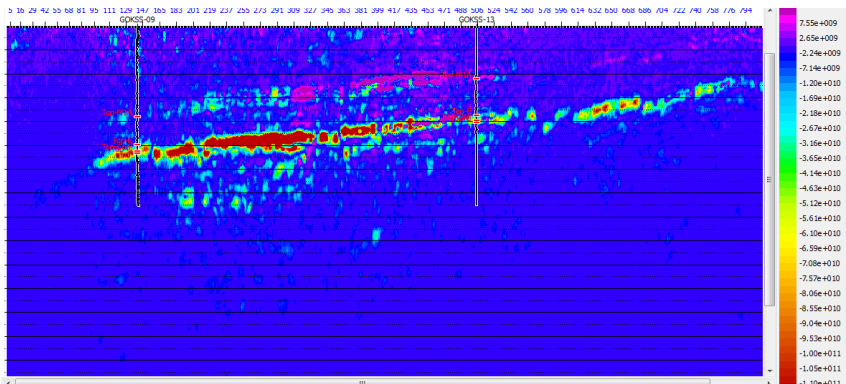
Gambar 4.1 diatas menunjukkan model peluruhan frekuensi satu dimensi pada Zona E (merah) dan Zona C (hijau) di sumur DKA-09, hal tersebut merepresentasikan kedua top formasi memiliki karakteristik batupasir yang sama, hanya saja berdasarkan data log NET-Pay, menunjukan bahwa pada Zona E terdapat minyak, ditunjukan oleh **gambar 4.3**. dari fakta tersebut di asumsikan bahwa nilai AVF serta model peluruhan frekuensi pada Zona E sumur DKA-09 mampu dijadikan acuan parameter reservoir batupasir tersaturasi minyak di lapangan tersebut.



Gambar 4.3 log Net Pay Sumur DKA-09

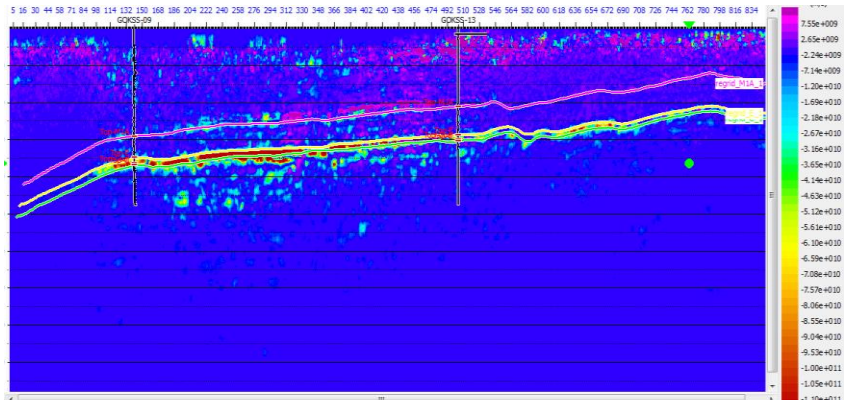
4.2 Hasil Analisa AVF atribut

Hasil volume *intercept*gradient* AVF adalah termasuk dalam data seismik atribut, sehingga dapat dilakukan *slicing horizon* terhadap volume tersebut. Pada **gambar 4.4** dapat dilihat penampang vertikal *arbitrary line* volume atribut AVF yang mengenai ke tiga sumur DKA 09, DKA 14, dan DKA 13, menunjukkan bagian mana saja yang terindikasi memiliki sifat atenuasi berbeda dengan bagian lain di lapangan, ditunjukkan dengan warna hijau hingga kemerahan. Nilai yang terdapat pada volume merupakan hasil perkalian nilai intercept dan gradient dari hasil CWT gather pada tahap sebelumnya, sehingga tidak ada satuan yang berlaku hanya nilai intensitas. Zona anomali atenuasi yang ditunjukkan oleh warna biru ($-2,89\text{e}+10$) muda hingga kekuningan ($-3,65\text{e}+10$) merupakan letak keberadaan zona batupasir sebenarnya. Dominansi warna merah (nilai lebih dari $-5\text{e}+10$) disebabkan oleh keberadaan lapisan batubara tebal ($\pm 6\text{m}$) diantara Zona E dan Zona C, yang menciptakan efek dispersi besar pada perambatan gelombang kompresional, setelah melalui medium atenuatif Zona e, kemudian zona batubara, dan terakhir Zona C, mengakibatkan ketiga formasi yang saling himpit ini menjadi satu bagian wilayah yang sangat atenuatif. AVF hanya mampu melihat fenomena atenuasi secara *overburden*, maka nilai yang tampak pada penampang volume tribut AVF berdasarkan warnanya, didominasi oleh warna merah atau atenuasi yang sangat tinggi. Oleh karena itu dilakukan *slicing* pada top formasi E dan C dengan rentang kedalaman yang dibutuhkan dan disesuaikan sehingga tidak berisnggungan dengan keberadaan batubara.



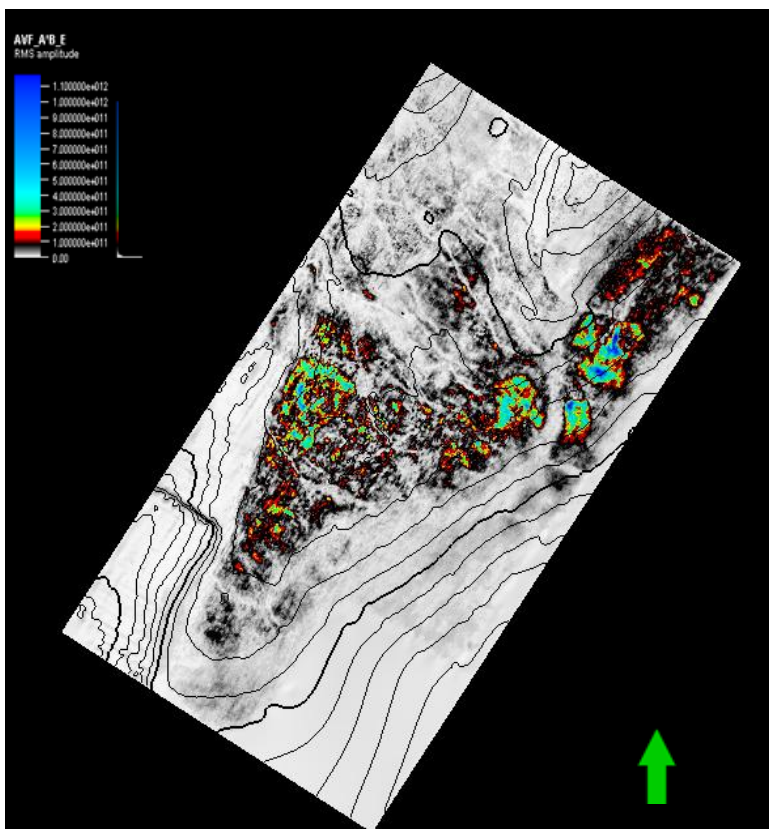
Gambar 4.4 volume atribut AVF

dilakukan *slicing* terhadap atribut AVF menggunakan data horizon hasil *picking* Zona E dan C untuk menunjukkan pola persebaran batupasir pada kedua penampang.



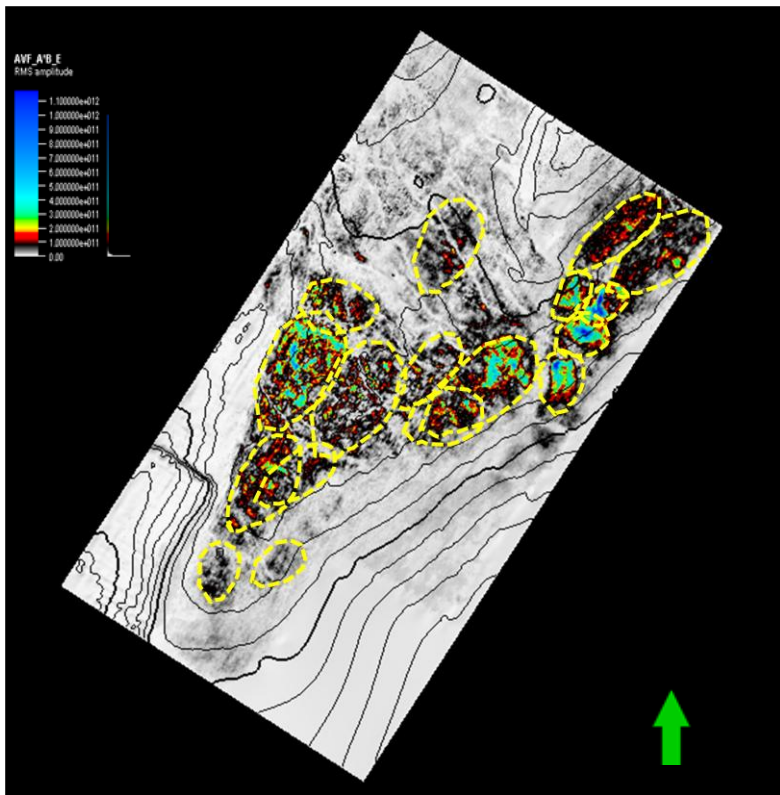
Gambar 4.5 letak horizon E dan C pada volume AVF

Penerapan *slicing* terhadap volume menggunakan metode “*RMS Amplitude*” (centered on target) dikarenakan hasil *averaging* yang lebih baik ketimbang “*extract value*”, mengingat windowing dalam mengekstraksi nilai fisis atribut adalah 5 ms ke atas dan 5 ms ke bawah horizon. Berarti nilai fisis keseluruhan window tersebut ditampilkan pada satu penampang horizon masing-masing top formasi. Lalu dilakukan analisa pola persebarannya dapat dilihat pada **gambar 4.6**.



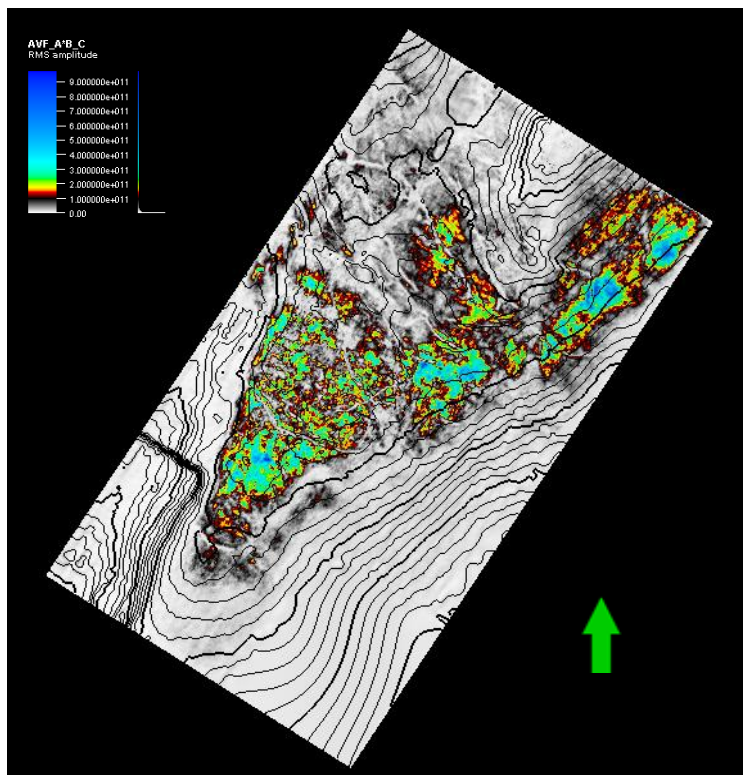
Gambar 4.6 persebaran batupasir zona E

Berdasarkan peta *slice* horizon E gambar 4.5, tubuh batupasir tersaturasi fluida hidrokarbon pada zona E terdistribusi secara konsisten pada daerah penelitian. Persebaran tubuh batupasir merata pada setiap sumur sesuai dengan data log gamma ray pada sumur DKA-09, DKA-14 dan DKA-13. Berdasarkan analisa gradien AVF, zona hidrokarbon untuk zona E hanya terdapat pada sumur DKA-09, dan tidak ditemukan pada sumur DKA-14 serta DKA-13. Ketidakterdapatnya hidrokarbon pada area sekitar DKA-14 disebabkan oleh adanya sesar turun memanjang dari arah Barat laut-tenggara yang berada diantara sumur DKA-09 dan DKA-14, mengingat secara geologi keseluruhan lapangan didominasi oleh patahan menurun berpola *horst-graben*.



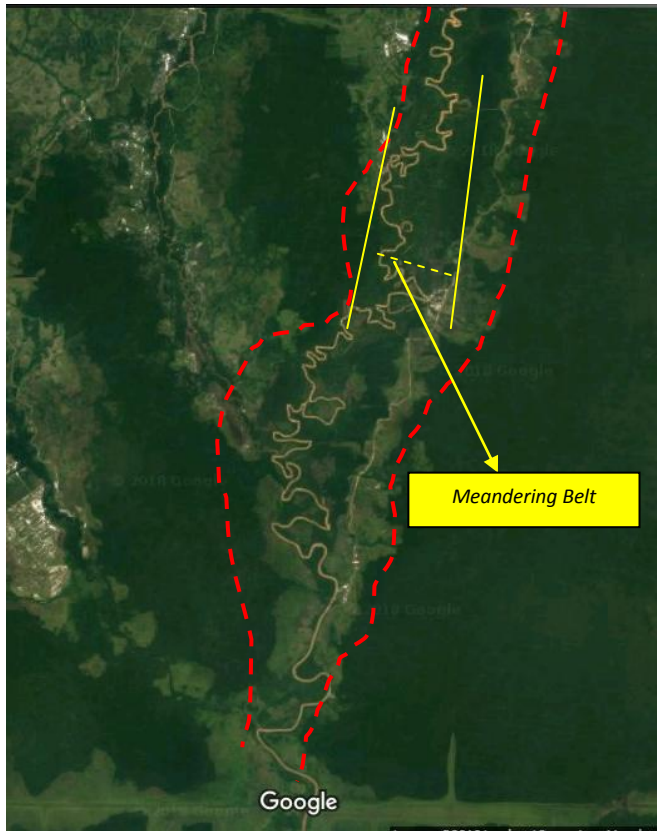
Gambar 4.7 persebaran *estuarine bar* zona E

Lapisan E merupakan hasil dari pengendapan laut dangkal yang terjadi pada masa *middle to late eocene*, termasuk dalam unit sikuen 5 dalam sikuen pengendapan orde 3 pada studi elektrofases yang dilakukan oleh job Pertamina tahun 2000, sedangkan dalam sumber lain lapisan E berada pada sikuen TFA 2 dalam sikuen pengendapan “Tambak Member” (Witts & Hall, 2012), lihat gambar 2.4. Berdasarkan studi elektrofases Witts dan Hall, lapisan E merupakan endapan dari lingkungan transisi darat ke laut, dengan sistem pengendapan *fluvio-tidal floodplain to estuarine*, hal ini ditunjukkan dengan pola *heterolitic fluvio-tidal channel estuarine bar* besar yang diinterpretasi oleh peneliti yang di tandai dengan deliniasi zona kuning, lihat gambar 4.6. Pola *estuarine bar* memiliki tren arah memanjang Barat daya - Timur laut, dan disusun oleh batu serpih tebal dan sisipan batupasir tebal. Nilai parameter AVF batupasir pada peta berkisar antara $-2,39 \times 10^{10}$ sampai -3×10^{11} .



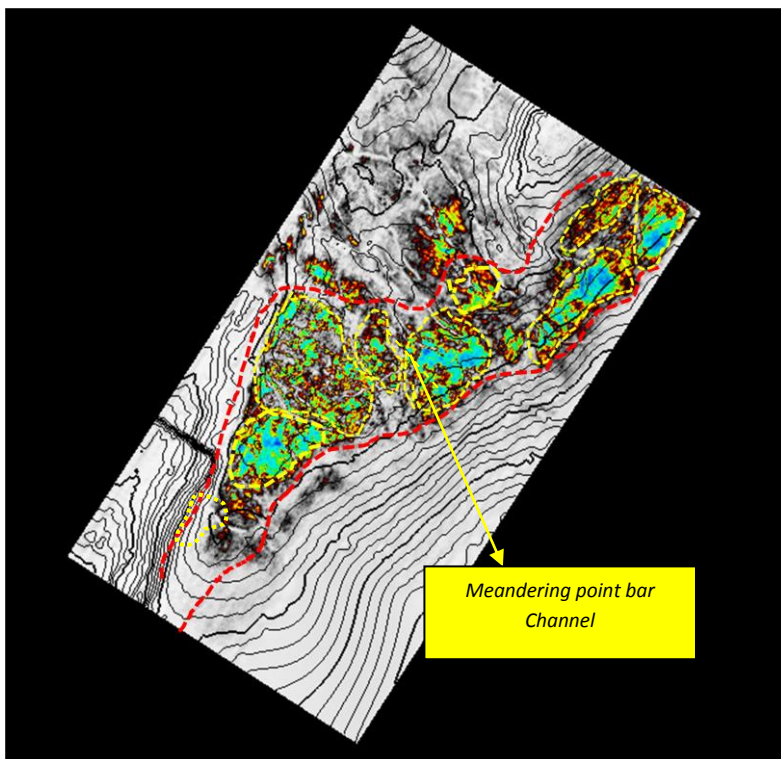
Gambar 4.8 persebaran batupasir zona C

Sedangkan batupasir zona C, berdasarkan studi elektrofasiess Witts dan Hall, merupakan endapan *fluvial* dengan sistem pengendapan *fluvial meandering*, endapan sedimen penyusun sikuen ini merupakan endapan lingkungan darat hingga transisi pada sistem fluvial hingga deltaik (*mouth bar sand*) yang terutama terdiri dari batupasir kuarsaan dengan sisipan serpih dan batubara.. Nilai AVF batupasir pada zona C berkisar antara $-6,809e+10$ hingga $-3e+11$. Tidak ditemukan kandungan hidrokarbon pada zona C melainkan batupasir terseaturasi air, dan lumpur, hal tersebut ditunjukkan oleh data log Net Pay sebagai acuan keberadaan hidrokarbon bernilai. Selain didukung berdasarkan referensi geologi regional, berdasarkan interpretasi keadaan sungai di masa sekarang, terlihat bahwa sungai Barito beserta sungai-sungai disekitarnya berjenis meandering dan dapat dilihat fenomena overlap, oxbow lake di sekitaran sepanjang wilayah sungai yang menjadi deposit pengendapan point bar yang sedang berlangsung.



Gambar 4.9 Sungai Barito masa kini

Meandering belt terlebar pada sungai barito di masa kini dari Barat ke Timur berjarak 1,2 km. Sedangkan pada peta persebaran AVF batupasir di zona C terdapat pola meandering channel yang sama, hanya saja memiliki lebar persebaran batupasir selebar 1,64km.



Gambar 4.10 persebaran *point bar* batupasir zona C

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Adapun kesimpulan dari hasil penelitian ini adalah :

1. Metode AVF menghasilkan persebaran zona atenuatif dan pola peluruhan intensitas frekuensi yang mampu memisahkan reservoir batupasir tersaturasi secara general terhadap litologi shale dan batubara, namun sulit untuk menentukan fluida yang tersaturasi di dalam batupasir tersebut.
2. Lingkungan pengendapan reservoir batupasir lapangan “DKA” merupakan batupasir terendapkan ber-orientasi Barat Daya menuju Timur Laut, dengan pola persebaran batupasir zona E merupakan *estuary bar tidal dominated*, sedangkan pola persebaran batupasir zona C adalah *fluvial meandering channel*.

5.2 Saran

1. Penggunaan AVF sebaiknya dilakukan sebagai analisa awal persebaran dan *facies* batupasir tersaturasi fluida atau sebagai metode pendukung validasi persebaran, lalu ditindaklanjuti dengan metode yang lebih kuantitatif dan melibatkan data sumur, agar hasil akhir lebih valid untuk analisa zona prospek.
2. Metode AVF dikembangkan lebih lanjut sehingga memiliki acuan nilai yang lebih valid, dikarenakan AVF masih sangat kualitatif dan lemah dari segi besaran parameter acuan yang dihasilkan.

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

DAFTAR PUSTAKA

- Biot, M. A., 1956. *Theory of propagation of elastic waves in a fluid-saturated*
- Brown, AR. 2000. *Interpretation of 3 Dimensional Seismic Data*. Association Petroleum
- Carcione, J. M., 2001, *Wave fields in real media: Wave propagation in anisotropic, anelastic and porous media*: Pergamon Press.
- Castagna, J.P., Batzle, M., dan Kan, T.K. 1993. *Rock Physics : The Link Between Rock*
- Castagna .J ,*School of Geology and Geophysics, University of Oklahoma, Norman, OK 73019 USA, Spectral Decomposition of Seismic Data with Continuous Wavelet Transform*, 2005.
- Dutta, N. C., and A. J. Seriff, 1979, *On White's model of attenuation in rocks with partial gas saturation: Geophysics*
- Hampson-Russell Software Service, Ltd. 2012. *Spectral Decomposition : amplitude-variance-frequency with Variations*. Unkown.
- Harsono, Adi. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Schlumberger Oilfield Service.
- Haitao, R., Goloshubin, G. Hiltermann, H. J., 2009. *Poroelastic analysis of amplitude-variance-frequency variations*, UK
- Koesoemadinata., 1978. *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. ITB. Bandung.
- Putri, N. A., Warnana, D. D. and Wijaya, P. H. 2016. '*Karakterisasi Reservoir Gas Biogenik Pada Lapangan " TG "*', 2.
- Rutherford and Williams, 1989. *Amplitude-variance-offset variations in gas sands*, Texas
- Satyana, A.H., dan Silitonga, P.D. 1994. *Tectonic Reversal in East Barito Basin, South Kalimantan : Consideration of the Types of Inversion Structures and Petroleum Significance*. Indonesian Petroleum Association 23rd Annual Convention and Exhibition Proceedings.
- Sukmono, S. 2000. *Seismik Inversi untuk Karakterisasi Reservoir*. ITB: Bandung, Indonesia.
- Telford, W. M., Geldart, L. P., Sheriff, R. E. 2004. *Applied Geophysics*. Cambridge: Cambridge, UK.
- Witts .D, Hall .R, dkk. 2012. *A new depositional and provenance model for Tanjung Formation, Barito Basin, SE Kalimantan, Indonesia*, *Journal of Asian Earth Science* 56, UK.
- Yilmaz .O, 1987. *Seismic Data Analysis*, SEG.

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

PROFIL PENULIS



Dimas Kusuma Andanu lahir di Surabaya 30 Mei 1995 dari pasangan Bapak Andy Kurniawan dan Ibu Diah Widhi Nanik Nuari. Penulis merupakan anak tunggal. Pendidikan formal Penulis dimulai di SDN 007 Duri (2001-2004), SDN Tarogong 1 Garut (2004-2007), kemudian melanjutkan sekolah di SMPN 2 Garut (2007-2010), kemudian SMAN 49 Jakarta (2010-2013), terakhir penulis melanjutkan pendidikan jenjang Strata 1 di Departemen Teknik Geofisika, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya (2014-sekarang). Selama Menjadi Mahasiswa di ITS, penulis aktif dalam kegiatan organisasi, diantaranya pernah menjadi staff departemen Riset dan Teknologi Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika (HMTG) ITS 2015/2016, kemudian Ketua departemen Riset dan Teknologi Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika (HMTG) ITS 2017/2018, lalu anggota aktif Society of Exploration Geophysics SC ITS dan Society of Petroleum Engineer SC ITS. Penulis aktif dalam kepanitiaan, yakni sebagai koordinator Perlengkapan Pasar Malam Minggu BEM ITS 2014/2015, 2015/2016, lalu staff Geosphere ITS 2017, 2018 dan ITS International Geoscience Convention 2018. Penulis juga memiliki pengalaman melaksanakan kerja praktik dengan bidang interpretasi struktural geologi di Kangean Energy Indonesia dan inversi geofisika di Pertamina Hulu Energi ONWJ, serta tugas akhir di Pertamina EP Asset 5 Balikpapan. Jika ingin berdiskusi lebih lanjut mengenai tugas akhir ini, dapat menghubungi email: dimaskusumaa@gmail.com